

UNIVERSIDAD DE CUENCA



Facultad de Ingeniería Carrera de Ingeniería Eléctrica

Intercambio de energía eléctrica en baja tensión, implementando un algoritmo de juegos cooperativos

Trabajo de titulación previa a la obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico

Autores:

Esteban Rafael Cardoso León
CI: 110404555-2
Marco Fernando González León
CI: 030263542-0

Director:

MSc. Juan Bautista Sanango Fernández
CI: 030152289-2

Co-Director:

P.H.D. Juan Leonardo Espinoza Abad
CI: 010255932-5

**Cuenca – Ecuador
Abril-2019**

Resumen

Los sistemas eléctricos tradicionales tienen grandes centrales generadoras de que abastecen de energía eléctrica a todo el sistema, estas centrales están alejadas de los principales centros de consumo, por esto la energía, desde su generación hasta su uso viaja largas distancias para llegar a los consumidores, este proceso representa considerables pérdidas de energía.

El auge de las energías renovables y el aparecimiento de microrredes está cambiando la percepción del sistema, los avances en tecnología para el aprovechamiento de energía renovable permiten que usuarios de la red no solo autoabastezcan su demanda, si no permiten que el exceso de energía producida se pueda vender a la red o a otros usuarios, pasando a ser una parte activa de la red como micro generadores, que aunque posean una potencia pequeña, varias de ellas puedan abastecer ciertas cargas, además estando cerca o dentro de centros de consumo no se ven tan afectados por las pérdidas de energía.

En el presente trabajo de titulación se plantea un algoritmo que en redes de distribución de baja tensión optimice el uso de estas tecnologías, asumiendo un constante intercambio de información dentro de las partes del sistema y aplicando la teoría de juegos permita un intercambio de energía entre el sistema y usuarios o entre usuarios, y considerando las propias restricciones de estas redes buscar minimizar las pérdidas optimizando el funcionamiento del sistema.

Mediante la teoría de juegos cooperativos se genera coaliciones que optimicen intercambios de energía, permitiendo a usuarios que necesiten de energía elegir de quien adquirirla, formando coaliciones con la red o con un usuario generador, reduciendo pérdidas y generando beneficios técnicos y económicos para cada parte del sistema.

Palabras clave: Teoría de juegos. Juegos cooperativos. Intercambio cooperativo. Intercambio de energía. Coaliciones. Algoritmo. Microrredes. Generación distribuida. Red de distribución. Usuarios. Pérdidas. Restricciones de red. Costo.

Abstract

In the traditional electrical systems, there are large power generation plants, which supply with power to the entire system, these power stations are located away from the main centers of consumption, so the energy, from his generation to use you must travel long distances and through different processes to finally reach consumers, this process represents considerable energy losses.

The increasing popularity renewable energy, and with them the apparition of the micro grids is changing the perception of the system. The great advances in the use of renewable energy systems now allow the user of the network not only auto-supply their own demand, if not it give the possibility that sold the excess energy produced to the grid or others users. Thus users become an active part of the network as micro-generators (distributed generation), which although they possess small power, the sum of several of them, can supply of energy to certain loads; in addition to being near or within the consumption centers are not affected as by losses in energy transport.

This titling work proposes an algorithm that optimizes the use of these technologies in low-voltage distribution networks (photovoltaic, wind, hydro, etc.). Assuming a constant exchange of information within the parts of the system and applying the concept of cooperative game theory that allows an exchange of energy between the transformer and users or between users. In addition, based on own restrictions on such networks seek to reduce losses on as much as possible, improving this way to the operation of the system.

Whit the use of cooperative game theory seeks to build coalitions that optimize energy exchanges, allowing users who need energy (buyers) who choose to acquire it forming direct coalitions with the network or with a user generator (sellers) that are near the same, reducing losses and generating technical and economic benefits for the buyer, seller and the system as such.

Keywords: Theory of games. Cooperative games. Cooperative exchange. Exchange of energy. Coalitions. Algorithm. Micro grids. Distributed generation. Distribution network. Users. Losses. Network restrictions. Cost.

Contenido

RESUMEN.....	2
ABSTRACT.....	3
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	14
1.1. Objetivos.....	15
1.1.2. Objetivo General.....	15
1.1.3. Objetivos Específicos.	15
1.2. Justificación.....	15
1.3. Metodología.....	17
CAPÍTULO II: GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE BAJA TENSIÓN.....	18
2.1. Introducción.....	18
2.2. Generación Distribuida	18
2.2.1. Modelos Energético Tradicional.....	18
2.2.2. Distribución Eléctrica En Baja Tensión	20
2.2.3. Conceptos de Generación Distribuida	20
2.2.4. Clasificación de la Generación Distribuida	22
2.2.5. Beneficios de la Implementación de la Generación Distribuida.	23
2.2.5.1. Beneficios Económicos y Sociales de la Generación Distribuida	23
2.3. Tipos de Generación Distribuida	24
2.3.1. Tecnologías Aplicadas	24
2.3.1.1. Turbinas Eólicas	24
2.3.1.2. Energía Solar Fotovoltaica.....	25
2.3.1.3. Energía Solar Térmica	26
2.3.1.4. Biomasa	26
2.3.1.5. Mini Centrales Hidroeléctricas.	27
2.3.1.6. Micro-turbinas a Gas.....	28
2.4. Microrredes Inteligentes.....	29
2.4.1. Concepto de Redes Inteligentes (Smart Grids)	29
2.4.2. Tecnología de las Smart Grids	29
2.4.3. Características de las Smart Grids	30
2.4.4. Beneficio de las Smart Grids.	30
2.4.5. Conceptos de Microrred.	31

2.4.6.	Microrredes Inteligentes.....	32
2.4.7.	Ventajas de las Microrredes Inteligentes.	33
2.4.8.	Elementos de la Microrred.	34
2.4.8.1.	Generación	34
2.4.8.2.	Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	35
2.4.8.3.	Sistema de Distribución.	37
2.4.8.4.	Inteligencia del Sistema.	37
CAPÍTULO III: TEORÍA DE JUEGOS.....		39
3.1.	<i>Introducción.....</i>	<i>39</i>
3.2	<i>Conceptos Básicos sobre la Teoría de Juegos.....</i>	<i>39</i>
3.2.1	Tipos de Juegos.....	42
3.2.2	Función de Utilidad.....	42
3.2.3	Forma Estratégica y Forma Extensiva De Un Juego.	42
3.2.4	Juegos de Suma Cero y de Suma Distinta de Cero.....	43
3.2.5	Solución y Valor De Solución de un Juego.	44
3.3	<i>Herramientas de Análisis de la Teoría de los Juegos.</i>	<i>45</i>
3.4	<i>Solución de los Juegos Cooperativos.</i>	<i>46</i>
3.4.1	Valor de Shapley.	47
3.4.2	Teorema de Dubey.	48
3.5	<i>Ejemplos.....</i>	<i>48</i>
CAPÍTULO IV: ALGORITMO PARA EL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA BAJA TENSIÓN.....		53
4.1.	<i>Introducción.....</i>	<i>53</i>
4.2.	<i>Modelo Eléctrico de Redes de Distribución en Baja Tensión</i>	<i>54</i>
4.2.1.	Modelo de Sistema de distribución en BT para un juego cooperativo.....	54
4.2.2.	Pérdida de Potencia Para el Intercambio Entre un Usuario y el Transformador .	56
4.2.3.	Pérdida de Potencia Para el Intercambio Energía Entre Usuarios de la Red	58
4.3.	<i>Algoritmo Para la Formación de Coaliciones en un Juego Cooperativo.....</i>	<i>60</i>
4.3.1.	Subrutina: Intercambio no Cooperativo.....	61
4.3.2.	Subrutina: Cálculo del Vector de Pagos.....	61
4.3.3.	Subrutina: Formación de las Coaliciones.....	62
4.3.3.1.	Intercambio Cooperativo Sin Restricciones.	62
4.3.3.2.	Intercambio Cooperativo con Restricciones.	65

- 4.3.4. Subrutina: Intercambio Cooperativo de Energía Según las Coaliciones Formadas.65

CAPÍTULO V: INTEGRACION DE RESTRICCIONES DE LA RED, SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS. 67

5.1. Introducción.....	67
5.2. Restricciones del Sistema de Distribución.....	67
5.3. Simulación del Algoritmo del Intercambio Cooperativo de Energía en Baja Tensión.....	69
5.3.1. Red de Distribución Radial Tomada Como Base.	71
5.3.2. Red de Distribución Real Tipo Radial.....	74
5.4. Validación de Resultados.....	79
5.4.1. Validación Para el Ejemplo del Caso Base.	79
5.4.2. Validación de Resultados Para el Ejemplo de la Red de Distribución Real.	86

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 105

6.1. Conclusiones.....	105
6.2. Recomendaciones.....	106

Bibliografía 107

Anexos..... 109

Anexo A: Red de Distribución Analizada	110
Anexo B: Datos Conductores Del Sistema.....	111
Anexo C: Geo portal Centro Sur.....	112
Anexo D: Precios Venta de Energía.....	113
Anexo E: Precios de Compra de Energía.....	113
Anexo F: Constantes de Pérdidas de Transformadores.....	114
Anexo G: Estratos de Demanda según número y tipo de clientes	114
Anexo I: Análisis de Flujos Para la Red de Distribución Real (Caso 3).....	115
Anexo J: Algoritmo Implementado	121
Anexo k: Diagramas de Flujos.....	168

Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, Esteban Rafael Cardoso León, autor del trabajo de titulación "Intercambio de energía eléctrica en baja tensión, implementando un algoritmo de juegos cooperativos", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 05 de abril del 2019.



Esteban Rafael Cardoso León

C.I: 1104045552

Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, Marco Fernando González León, autor del trabajo de titulación "Intercambio de energía eléctrica en baja tensión, implementando un algoritmo de juegos cooperativos", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 05 de abril del 2019.



Marco Fernando González León

C.I: 0302635420

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, Esteban Rafael Cardoso León, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Intercambio de energía eléctrica en baja tensión, implementando un algoritmo de juegos cooperativos”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 05 de abril del 2019.



Esteban Rafael Cardoso León

C.I: 1104045552

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, Marco Fernando González León, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Intercambio de energía eléctrica en baja tensión, implementando un algoritmo de juegos cooperativos", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 05 de abril del 2019.



Marco Fernando González León

C.I: 0302635420

Agradecimiento

Queremos agradecer a la Universidad de Cuenca, por habernos guiado por el sendero del Conocimiento y acogido en sus aulas todos estos años. A todos los profesores de la facultad de ingeniería por su generosidad y entusiasmo al darnos las pautas para nuestra formación profesional, agradecemos de manera especial al Ing. Juan Sanango por ser el director de esta tesis y guiarnos en la realización de este trabajo de titulación y al Ing. Juan Espinoza por su apoyo como co-director. Finalmente, agradecemos a nuestros compañeros de aula con quienes compartimos buenos y duros momentos en toda nuestra etapa estudiantil.

Los Autores

Dedicatoria

Quiero dedidcar en primer lugar a Dios por haberme dado la vida; a mis padres Rafael y Nely por todo el apoyo incondicional que me ayudó a salir adelante y poder cumplir este sueño. A mi hermano que de una u otra manera me acompañó en este camino. De igual maneradedico este trabajo al Ing. Juan Sanango por ser el director de esta tesis y guiarnos en la realización de este trabajo de titulación, al Ing. Juan Espinoza por su apoyo como co-director y a todos mis profesores que me compartieron sus cnocimoento a lo largo de la carrera, finalmente a mis amigos y compañeros que me acompañaron a través de toda la carrera.

Esteban R. Cardoso

Dedicatoria

Quiero dedicar en primer lugar a Dios por haberme dado la vida. A la Universidad de Cuenca, por haberme indicado el sendero del conocimiento y acogido en sus aulas todos estos años. A mis padres Telmo y Bertha por todo el apoyo incondicional que me ayudó a salir adelante y poder cumplir este anhelado sueño. A mis hermanos que de una u otra manera me acompañaron en este camino. De igual manera una dedicatoria especial al Ing. Juan Sanango por ser el director de esta tesis y guiarnos en la realización de este trabajo de titulación, y al Ing. Juan Espinoza por su apoyo como co-director y finalmente a mis amigos y compañeros que me acompañaron a través de toda la carrera.

Marco F. Gonzalez

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

La búsqueda de un sistema de distribución que brinde eficiencia, confiabilidad y calidad para los usuarios junto a la creciente popularidad y desarrollo de tecnologías de generación de energía eléctrica mediante recursos renovables, ha llevado a que la generación distribuida vaya ganando un amplio campo de aplicación dentro de los sistemas eléctricos actuales. Esto está cambiando la manera de ver los sistemas de distribución ya que, al tener una generación distribuida, es decir, tener la generación más cerca de los centros de consumo, se reducen considerablemente las pérdidas debido al transporte, contrario a lo que sucede en los sistemas tradicionales.

Es aquí donde se genera una gran incógnita, como usar la generación distribuida (G.D.) para obtener el mejor beneficio al menor costo; por esta razón, el presente trabajo mediante la aplicación de la teoría de juegos cooperativos, busca la formación de grupos o coaliciones entre fuentes de generación y consumidores para realizar un intercambio de energía eléctrica de la manera más eficiente, donde tanto el comprador como el vendedor sean beneficiados. Para lograr este proceso de optimización se ha planteado el desarrollo de un algoritmo computacional, el cual, se irá explicando a lo largo de seis capítulos que forman parte del presente trabajo de titulación.

Este primer capítulo, contiene el objetivo general y objetivos específicos a cumplirse a lo largo del desarrollo de este trabajo. En el segundo capítulo se detalla los principales conceptos, ventajas y beneficios del uso de la generación distribuida, los cuales se van a utilizar para el desarrollo del presente trabajo. En el tercer capítulo abarca los conceptos básicos de la teoría de juegos, así como el análisis de las herramientas que serán de utilidad para el desarrollo del algoritmo planteado. El cuarto capítulo abarca los modelos, herramientas y ecuaciones matemáticas que permiten realizar el intercambio cooperativo y no cooperativo de energía en baja tensión. En el quinto capítulo se presenta el algoritmo basado en el modelo de intercambio de energía de juegos cooperativos explicado en el capítulo 4. Para este análisis se incorporó restricciones propias de la red con el fin de implementar el algoritmo en una red de distribución tipo radial. Lo más relevante en el quinto capítulo en el análisis de resultados, es analizar los costos y pérdidas de energía en el sistema para un intercambio de energía no cooperativo y cooperativo, con el fin de validar si se pueden generar coaliciones entre Smart Grids respetando las restricciones de la red, reduciendo el promedio de pérdidas y los costos.

Los modelos base utilizado para la programación del algoritmo que fueron utilizados son el modelo de “Desarrollo De Un Algoritmo De Interrelación Para Microrredes De Distribución Eléctrica” por [2] y “Análisis Del Intercambio Cooperativo De Energía Eléctrica Adicionando Restricciones En Microrredes Eléctricas” [4], en los cuales se presenta el algoritmo y las restricciones utilizadas para casos específicos. La principal diferencia con los modelos base que se tomaron para el desarrollo del presente trabajo es la implementación de restricciones para el caso de una red de distribución tipo radial, ya que los trabajos antes mencionados son casos generales en los cuales los miembros pueden formar coaliciones sin tener un camino físico para el intercambio de energía, además los modelos base trabajan a nivel de media y alta tensión. En el presente trabajo se tiene una nueva perspectiva para el intercambio de energía ya que se tiene un caso en el cual los usuarios realizan coalición respetando el medio físico como es la red de distribución en baja tensión, así como las restricciones presentadas en el apartado 5.2.

1.1. Objetivos.

1.1.2. Objetivo General.

En el estudio del intercambio de energía eléctrica entre microrredes (G.D.), se plantea la aplicación de la teoría de juegos cooperativos, con la finalidad de generar grupos o coaliciones entre jugadores (usuarios generadores o usuarios consumidores) para obtener una distribución de energía eléctrica con el mínimo de pérdidas, considerando todas las restricciones propias de un sistema.

En el presente trabajo, se plantea como objetivo realizar un análisis e implementación de un algoritmo (computacional) para el intercambio cooperativo de energía eléctrica en redes de baja tensión, usando la Teoría de Juegos Cooperativos, considerando el concepto de Smart Grid e incorporando las restricciones técnicas y otros factores propios de la red (Anexo A: Red de Distribución).

Es así que se busca mejorar el funcionamiento de una red de baja tensión mediante el uso de la generación distribuida, disminuyendo en lo más posible las pérdidas y con ello reduciendo los costos de operación. Para alcanzar dicha meta se plantea varios objetivos específicos que trazan el camino de este trabajo, identificando la metodología y procesos a realizar para el cumplimiento del mismo.

1.1.3. Objetivos Específicos.

- Resumir los conceptos básicos de redes inteligentes y generación distribuida para sistemas de baja tensión.
- Resumir los conceptos de la Teoría de Juegos Cooperativos aplicables a modelos matemáticos de sistemas eléctricos de baja tensión.
- Desarrollar un algoritmo para el intercambio cooperativo de energía eléctrica para redes de baja tensión considerando limitaciones propias de la red.
- Implementar y poner a prueba el algoritmo obtenido en MatLab.
- Validar los resultados obtenidos por el algoritmo, mediante el modelado de un sistema eléctrico real de baja tensión.

1.2. Justificación

La energía eléctrica hoy en día es uno de los pilares fundamentales en el desarrollo de la sociedad, por lo cual es indispensable tener sistemas que garanticen este servicio con alta confiabilidad y calidad. Debido a esto y con el avance de la tecnología, ante una sociedad que crece a un nivel exponencial, los sistemas eléctricos de distribución cada vez buscan ser más eficientes, obedeciendo a principios tanto económicos como ambientales.

Uno de los principales problemas en la transmisión y distribución eléctrica, son las pérdidas de energía que se producen en los conductores, este problema se intensifica debido a que, en el modelo eléctrico tradicional, las centrales generadoras se encuentran a considerable distancia de los centros de consumo. Es aquí donde las redes inteligentes (Smart grids) y la generación distribuida presentan soluciones a esta problemática, dentro

de un paradigma de eficiencia energética e impulso a las energías renovables (solar, eólica, hidráulica, etc.).

Las redes inteligentes y la generación distribuida plantean un nuevo modelo eléctrico, donde el usuario del servicio ya no queda confinado a ser únicamente un consumidor, si no que puede convertirse en un generador a pequeña escala aprovechando la energía renovable que tenga a su disposición, a fin de autoabastecerse de energía y en caso de ser posible, inyectar esta energía hacia la red o venderla a otros usuarios. De este modo, se busca introducir en el sistema más centros de generación, que, aunque sean pequeños, la suma de los mismos pueda abastecer a cargas más considerables. Sin embargo, para plasmar esta idea de un nuevo sistema, se deben considerar varios aspectos importantes que ayudarían a conseguir este objetivo de una manera más eficiente. Desde este punto de vista, la Teoría de Juegos Cooperativos ayuda a tener una mejor concepción de las diferentes posibilidades que puede traer la generación distribuida y así poder tomar una decisión correcta que permita un intercambio eficiente de energía dentro del sistema.

La teoría de juegos cooperativos, es una herramienta de análisis matemático, que está enfocada a realizar un análisis o predecir el resultado de un problema de disputa entre dos o más individuos (jugadores). De esta manera, la palabra juego hace referencia a una actividad en la que los jugadores tienen reglas que cumplir, donde intentan ganar, pero también pueden perder [13]. Los juegos cooperativos, busca formar acuerdos entre los jugadores, consiguiendo así un beneficio común para cada integrante de la coalición; por otro lado, en los juegos no-cooperativos cada jugador busca maximizar el interés propio sin preocuparse de los demás.

En la teoría de juegos cooperativos, cada jugador intenta conseguir el mejor resultado posible (maximizar su utilidad), pero teniendo en cuenta que el resultado del juego no depende sólo de sus acciones, sino también de las acciones de los otros jugadores. Es esta característica de los juegos “tomar las decisiones que más convengan para ganar, teniendo que cumplir las reglas del juego, y sabiendo que los demás jugadores también influyen en los resultados con sus decisiones”. Así pues, la teoría de juegos podría llamarse teoría de la decisión interactiva. [1]

La presente propuesta parte de diversos estudios realizados sobre la aplicación de la teoría de juegos cooperativos en redes de distribución eléctrica [2]–[5] y busca extender dicha teoría a un sistema eléctrico de baja tensión, donde se considera como jugadores a los consumidores/generadores (“prosumidores”) o los usuarios que cumplan estas dos condiciones. Se puede realizar el intercambio de energía eléctrica de la manera más eficiente dentro del sistema eléctrico, generando el mínimo de pérdidas y buscando en lo posible el mejor de los beneficios para cada jugador que intervenga. Para ello será necesario conocer todas las variables implícitas dentro del análisis, lo cual permitirá obtener un algoritmo inicial que cumpla con todas las características para obtener una solución óptima para el intercambio de energía eléctrica en redes de baja tensión. Una vez obtenido esto se debe implementar todas las restricciones técnicas propias de la red, sin dejar de lado todas las normativas que se deben cumplir en dicho sistema.

Finalmente se implementará dicho algoritmo en el software MatLab, que permita a cualquier usuario realizar un análisis de forma fácil y clara. Además, se realizará un análisis

en un caso real de una red de distribución en baja tensión, analizando y validando cada uno de los resultados.

1.3. Metodología.

El presente trabajo de titulación consta de la elaboración de 6 capítulos, en los cuales se busca cumplir con los objetivos planteados anteriormente, para lo cual, la metodología se plantea de la siguiente manera:

- Realizar una investigación y revisión bibliográfica de los temas pertinentes para este trabajo de titulación como son: generación distribuida, microrredes, Smart grids, teoría de juegos cooperativos y no cooperativos, conociendo sus principales aspectos, utilidades, ventajas, desventajas y que ayuden a cumplir con los objetivos propuestos para este trabajo.
- Elaborar un algoritmo usando MatLab, en el cual se aplique la teoría de juegos cooperativos y no cooperativos, y de esta manera ayude a encontrar la solución a problemas de intercambio de energía eléctrica en baja tensión, considerando todas sus restricciones.
- Mediante el algoritmo obtenido, realizar un análisis profundo de los resultados, con el fin de comprobar su validez y utilidad, además que sean claros y no presente mayor dificultad para el usuario.
- Obtenidos los resultados esperados, plantear las conclusiones, recomendaciones en función de la experiencia y resultado obtenidos durante la elaboración del trabajo de titulación.

CAPÍTULO II: GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE BAJA TENSIÓN.

2.1. Introducción

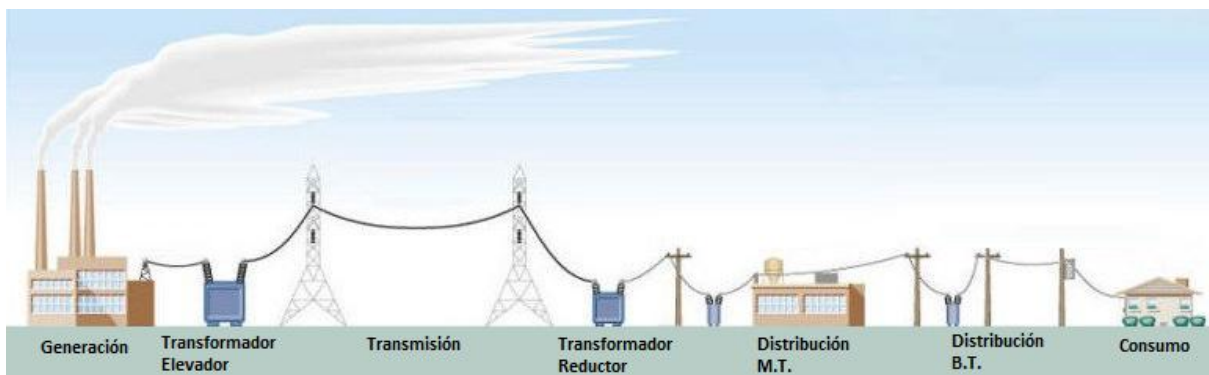
En un sistema eléctrico la energía desde su generación hasta su consumo atraviesa diferentes procesos, los cuales, aseguran su transporte de manera confiable, asegurando un servicio seguro y continuo a todos los clientes. Este proceso empieza con la generación de energía, la cual pasa por una Subestación eléctrica (S/E) elevadora de voltaje, para disminuir sus pérdidas al momento de ser transportada largas distancias por líneas de transmisión; luego, ya cerca de los centros de consumo, mediante una S/E de reducción, el voltaje es llevado a niveles de sub-transmisión y distribución, finalmente llegando a los consumidores, siendo la distribución, la parte del SEP que más puede estar sometida a cambios en poco tiempo.

La evolución de la tecnología y el impulso por usar cada vez más energías renovables para la generación de electricidad, ha logrado que más consumidores se sumen a la iniciativa de generar su propia energía, aprovechando el recurso renovable que tengan a su disposición (solar, eólica, hidráulica, etc.). Es aquí donde empieza a aplicarse el concepto de las redes inteligentes (Smart Grids) y la generación distribuida. La introducción de estos dos conceptos al sistema de distribución, ha representado una disminución de pérdidas de energía eléctrica, ya que al tener los centros de generación cerca de los centros de consumo, las pérdidas por el transporte de energía se ven considerablemente disminuidas.

En este capítulo se detallará los principales conceptos, ventajas y beneficios del uso de estas tecnologías, enfocado a la reducción de pérdidas de energía por transporte, también analizando las regulaciones sobre el uso de fuentes renovables dentro del país.

2.2. Generación Distribuida

2.2.1. Modelos Energético Tradicional



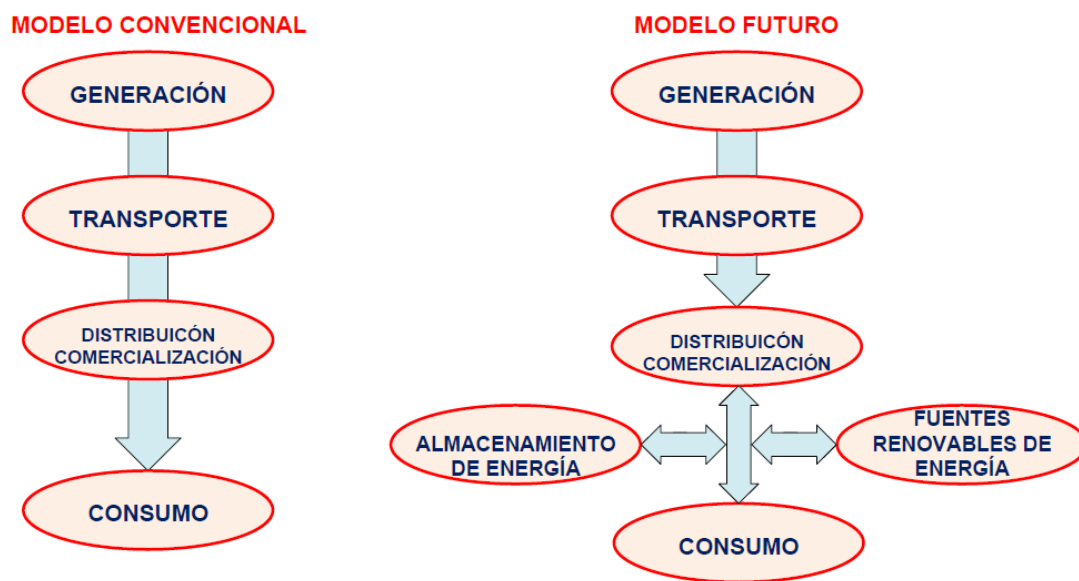
*Figura 2.2.1 Modelo eléctrico tradicional
(Fuente: Sanango 2015).*

El modelo energético tradicional (Figura 2.2.1) se ha visto expuesto a un sinnúmero de cambios, debido a las nuevas tecnologías que han ido ingresando al sistema eléctrico.

Todos estos cambios o “actualizaciones” se han dado en orden de alcanzar ciertos objetivos, como:

- Reducir pérdidas eléctricas por el transporte de energía.
- Brindar un servicio con alta confiabilidad, seguridad y calidad a los usuarios.
- Disponer de fuentes de energía limpia y amigable con el ambiente, donde se aprovechen los recursos energéticos concebidos como ilimitados.
- Promover que los clientes se vuelvan elementos activos de la red de manera que ellos también oferten energía de fuentes renovables al Sistema de Distribución.

Es por estas razones que se propone un nuevo modelo energético, un cambio en la estructura de la red actual donde se incorpore las nuevas fuentes de energía, cercanas a las cargas (consumidores), que minimicen o eliminen los problemas antes citados y que ayuden a fortalecer la red eléctrica. La Figura 2.2.2 presenta el modelo al cual en el futuro deberán tender las Empresas Eléctricas de Distribución.



*Figura 2.2.2 Modelo de la red de eléctrica y su tendencia al futuro.
(Fuente: Sanango 2015).*

El concepto de una red inteligente también llamada Smart – Grid toma importancia en este nuevo modelo, donde nuevos elementos se hacen presentes como actores dentro de la Red de Distribución, siendo el objetivo de estos actores: solventar los problemas de pérdidas de energía en la distribución de energía, aumentar los índices de calidad y confiabilidad y ayudar a fortalecer el sistema eléctrico ante una creciente demanda, en el caso del Ecuador la incorporación de las cocinas de inducción y los vehículos eléctricos [6].

2.2.2. Distribución Eléctrica En Baja Tensión

Los sistemas de distribución se pueden considerar como la última etapa por la que pasa la energía antes de llegar al consumidor. Esta etapa parte desde una subestación reductora, la cual disminuye el voltaje proveniente de un sistema de transmisión a niveles para la distribución en media tensión; estas redes también conocidas como alimentadores, llevan la energía hacia los centros de consumo, donde, mediante transformadores de distribución, el voltaje pasa a niveles de baja tensión para que finalmente llegue al usuario.

Los sistemas de distribución tanto en media tensión como en baja tensión se caracterizan generalmente por tener una estructura radial, en la cual se mantiene una sola dirección del flujo de energía, que va desde la subestación hasta los consumidores. La tendencia a futuro de los sistemas eléctricos, promueve la incorporación de nuevos sistemas de generación a niveles de baja tensión, de esta forma los usuarios que implementen estos sistemas, podrán no solo autoabastecerse, sino que, en el mejor de los casos, podrán vender energía hacia el sistema, dando lugar así a la generación distribuida. La Figura 2.2.3 muestra un sistema de distribución con la incorporación de energías no convencionales.

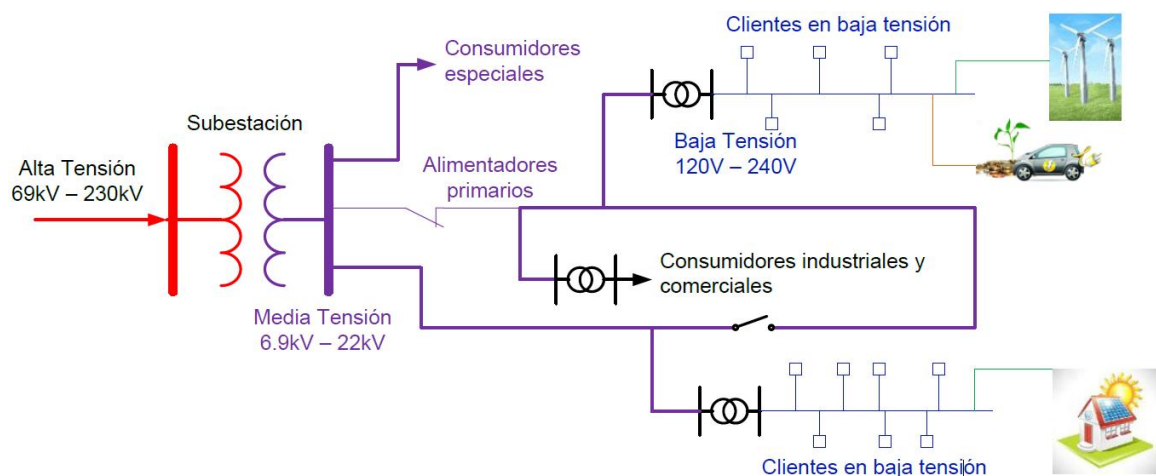


Figura 2.2.3 Sistema de Distribución Eléctrico con la incorporación de energías no convencionales.
(Fuente: Sanano 2015)

El aspecto medioambiental es uno de los elementos motivadores para el cambio de la estructura de la red hacia la generación distribuida. Se tiene en cuenta un modelo de desarrollo sostenible, basados en el origen de las energías de fuentes renovables y limpias, que tengan un impacto ambiental mínimo y que su uso no tenga potenciales riesgos y que así sustituyan de manera progresiva a las fuentes de energías no renovables, especialmente las derivadas de los combustibles fósiles. [2]

2.2.3. Conceptos de Generación Distribuida

La generación distribuida o generación in-situ, consiste en la incorporación de varios sistemas de generación de energía eléctrica cercanos a los centros de consumo, estos sistemas, aunque se consideren de pequeña capacidad, la suma de todos ellos podría representar un impacto considerable dentro de los sistemas de distribución. En el modelo

tradicional del sistema eléctrico, el usuario se mantiene únicamente como un consumidor de energía, es decir un componente pasivo del sistema. En la generación distribuida, el usuario puede ser una parte activa del sistema, que además de autoabastecer su propia demanda, podría tener beneficios económicos al vender la energía excedente que genere al sistema o a otros usuarios Figura 2.2.4.

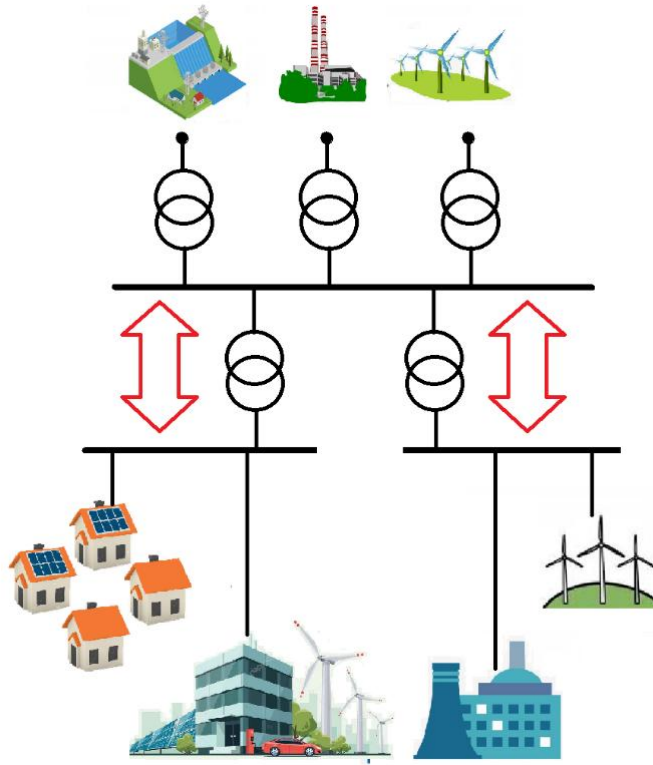


Figura 2.2.4 Generación distribuida (Fuente: Propia)

No se ha llegado a una definición concisa sobre generación distribuida, debido a algunos factores del sistema que aún no se encuentran muy bien definidos. Por esta razón, a continuación se muestra algunas definiciones que se puede encontrar sobre generación distribuida [7]:

- **IEEE** define a la GD como: “La generación de electricidad por medios suficientemente más pequeños que las plantas generadoras convencionales, los cuales permiten la interconexión a casi cualquier punto en un sistema eléctrico de potencia. Un subconjunto de recursos distribuidos”.
- **DPCA (Distributed Power Coalition of America)** la define como: “Cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución”.
- **La Agencia Internacional de Energía (IEA)** describe a la generación distribuida (GD) como: “La electricidad generada en pequeñas plantas para servir a un usuario en el

sitio, o para brindar soporte a una red de distribución local, mediante la conexión a una red en operación a un nivel de voltaje en distribución”.

- **La Comisión Nacional para el uso eficiente de la energía (CONUEE)** define la GD como: “La generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la posibilidad de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica.

Al realizar una síntesis de los conceptos, se define como generación distribuida GD a los tipos de generación eléctrica (eólica, hidráulica, solar, etc.) que utilizan tecnologías generalmente de tamaño micro, pequeña o mediana escala, ubicadas cerca de los centros de consumo, permitiendo la compra y venta de energía e interacción con la red [4].

2.2.4. Clasificación de la Generación Distribuida

Dentro de la generación distribuida, podemos describir una amplia gama de diferentes tecnologías, las cuales difieren de acuerdo como afecta a la carga [8]:

1. Por su Propósito.

- **Reserva rodante (Stand By):** Se las utilizan para cargas sensibles indispensables o por cortes de servicio eléctrico.
- **Aislada:** Sirven para zonas aisladas, es decir, zonas que por diversos factores como técnicos o geográficos no pueden conectarse al sistema de transmisión, como por ejemplo islas.
- **Independiente:** Tienen una potencia necesaria para una función en específico como calefacción, iluminación, comunicación, etc.

2. Por su localización.

Se ubican en cualquier lugar de la red eléctrica y tienen limitaciones prácticas de voltaje en función de la potencia, nivel de potencia que genera y el punto de interconexión con el sistema.

3. Por el rango de capacidad en MW.

Las regulaciones sobre las potencias de la generación distribuida no están universalmente definidas, pudiendo variar entre países, se puede citar los siguientes rangos:

- Micro hasta 50KW
- Mini 50KW-500KW
- Pequeña 500KW – 10MW
- Mediana 10MW – 50MW
- Grande 50MW o más

2.2.5. Beneficios de la Implementación de la Generación Distribuida.

Además de los beneficios de la generación distribuida mencionados en los apartados anteriores, de diferentes estudios realizados sobre de la implementación de estos sistemas, se tiene 6 razones principales para su aplicación [9]:

- Aprovecha las ventajas de la cogeneración y aumentar la eficiencia en el uso total de energía.
- Incorpora nuevas tecnologías comprobadas y efectivas.
- Mejora la confiabilidad del servicio eléctrico.
- Reduce los costos del servicio eléctrico.
- Ayuda a satisfacer la demanda pico.
- Reduce las fluctuaciones en las tarifas.

2.2.5.1. Beneficios Económicos y Sociales de la Generación Distribuida

La generación distribuida también provee una variedad de beneficios económicos y sociales directos e indirectos, siendo los principales beneficios son [9]:

- Reducción de requisitos pico de electricidad.
- Fuente de energía de emergencia.
- Compensación por inversiones en facilidades de generación, transmisión o distribución, que de otra manera tendrían que ser recuperadas a través de tarifas.
- Prestación de servicios auxiliares, incluyendo potencia reactiva.
- Mejoras en calidad energética.
- Disminución de efectos por uso del suelo y reducción de costos por derechos de paso.
- Reducción en vulnerabilidad al terrorismo.
- Mejoras a la capacidad de recuperación de la infraestructura.
- Beneficios económicamente tangibles, como ahorros de energía o aplazamiento en las actualizaciones de sistemas de transmisión y distribución.
- Beneficios intangibles, como mejoras en la calidad energética que extienden los intervalos de mantenimiento y reparaciones de los equipos eléctricos.
- Los beneficios se reparten rutinariamente entre usuarios, utilidades y el público. Por ejemplo, debido a cargos por demanda más bajos, un usuario puede utilizar la generación distribuida para reducir su demanda pico y ahorrar dinero.
- La demanda pico del usuario podría disminuir una carga pico del sistema de distribución, de modo que evite o retrase la necesidad de actualizaciones al sistema.

- La Generación Distribuida permite el aumento de la productividad para aquellos usuarios que dependen del sistema para su producción, puesto que tiende a fortalecer y aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico.
- El capital de generación distribuida es de origen local. Esto evita la fuga de capital, promoviendo la inversión y el uso de nueva tecnología.
- Según un estudio de generación eólica distribuida, se demostró que los impactos de construcción y operaciones fueron 1.1 a 2.8 veces más altos en generación de empleos para proyectos de generación distribuida.

2.3. Tipos de Generación Distribuida

2.3.1. Tecnologías Aplicadas

Dependiendo de su fuente de energía se clasifican en renovables o no renovables, entre las fuentes de energía renovable usadas en la generación distribuida tenemos:

- Viento (eólica)
- Sol (fotovoltaica, térmica)
- Mareas (Mareomotriz)
- Vegetación (Biomasa)
- Hidroeléctrica

Por otro lado, las fuentes de energía no renovable son:

- Combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural)

El aprovechamiento de estas fuentes de energía se realiza mediante diferentes tecnologías, las cuales poseen diferentes características, ventajas y desventajas. A continuación, se analiza algunas de ellas:

2.3.1.1. Turbinas Eólicas

Estos sistemas aprovechan la energía de corrientes de aire. Esta fuente de energía se caracteriza por ser específicas del sitio, además de que el recurso es muy variable en velocidad, magnitud y dirección. El viento al chocar con las hélices de una turbina las hace girar, dicho movimiento se transfiere mecánicamente al rotor de un generador, el cual producirá la energía eléctrica.



Figura 2.3.1 Funcionamiento de un generador eólico.
(Fuente: <https://www.emaze.com/@AIWZWQCC>).

Existen dos tipos de aerogeneradores: de eje vertical y de eje horizontal. En redes aisladas, las turbinas típicas usadas van desde una potencia de 10KW a 200KW, mientras que en redes centrales van de 200KW a 2 MW o más, siendo considerada una tecnología bastante madura, con un índice de fiabilidad cercana al 97% [10].

2.3.1.2. Energía Solar Fotovoltaica.

Un panel (generador) fotovoltaico está formado por numerosas celdas (células fotovoltaicas) que convierten la luz en electricidad. Se construyen en módulos, los cuales se conectan en serie para alcanzar niveles de tensión deseados. Su potencia puede variar entre 50-250W por panel, su eficiencia depende del tipo de material con el que es fabricado, siendo de tres tipos: silicio mono cristalino, semi o poli cristalino y amorfo [8], [11].

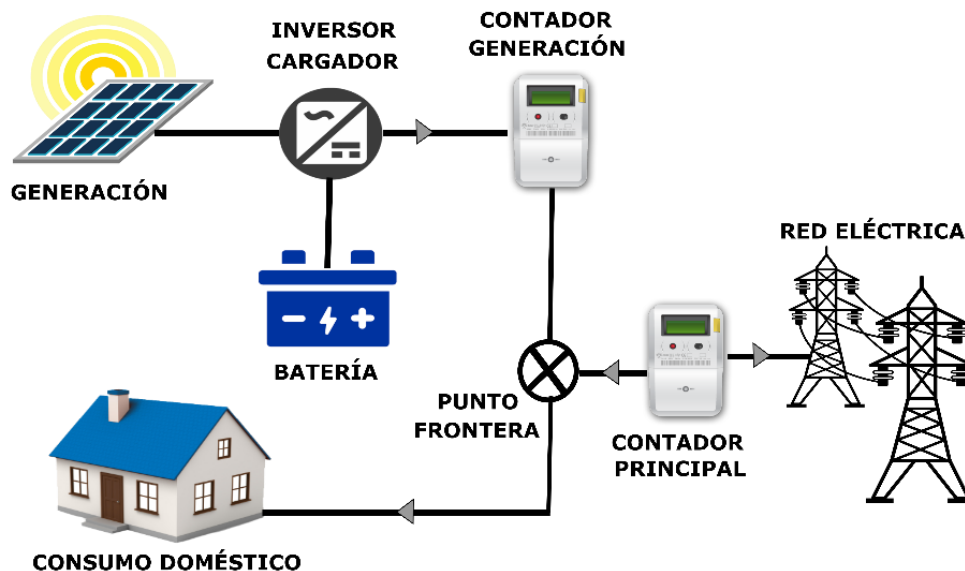


Figura 2.3.2 Esquema de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red
(Fuente: <https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/autoconsumo/>)

Un sistema fotovoltaico tiene un alto costo de inversión inicial y su vida útil dependerá del mantenimiento y de las condiciones climáticas del lugar de instalación. Estos sistemas son una buena opción para lugares aislados y además de producir energía que puede alimentar una red eléctrica terrestre, pueden emplearse en vehículos eléctricos, barcos y aviones solares[8], [11].

2.3.1.3. Energía Solar Térmica

Su funcionamiento consiste en aprovechar la energía solar térmica y transferirla a un fluido con el fin de calentarlo. Según su nivel de temperatura se clasifican en [8], [12]:

- **Baja Temperatura:** Captadores planos y captadores de tubo de vacío.
- **Media Temperatura:** espejo cilíndrico – parabólico.
- **Alta Temperatura:** discos parabólicos y centrales de torre.

Donde los sistemas de baja temperatura son destinados para usos térmicos y los de mediana y alta temperatura se usan en la producción de electricidad.

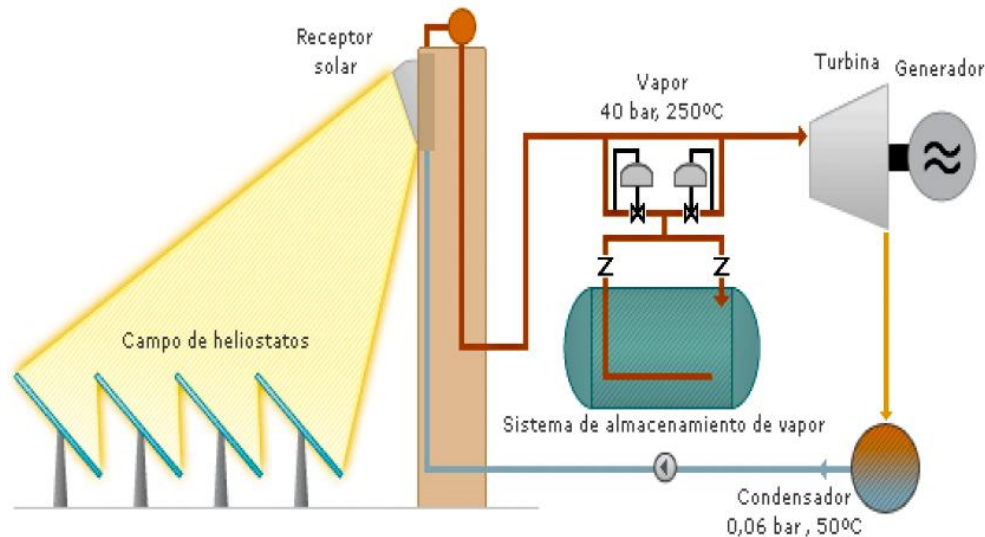


Figura 2.3.3 CONCENTRACION SOLAR-TERMICA (Receptor Central)
(Fuente: <https://desenchufados.net/tag/generacion-mercado-electrico/page/11/>)

2.3.1.4. Biomasa

Biomasa se refiere a todo material orgánico biodegradable derivado de plantas, animales, o microorganismos que tiene potencial de uso como fuente de energía renovable y/o bio-productos (UNFCCC, 2005). Por su uso, se puede caracterizar dos formas de aprovechar la biomasa[13]:

- Bio-fuerza: conversión directa de la biomasa o transformación a líquido o gas para la generación de energía:
 - Combustión directa
 - Combustión mixta

- Gasificación
- Digestión anaeróbica (metano)
- Doméstica
- Rellenos sanitarios
- Biocombustibles: transformación de la biomasa en combustibles para uso en transportación

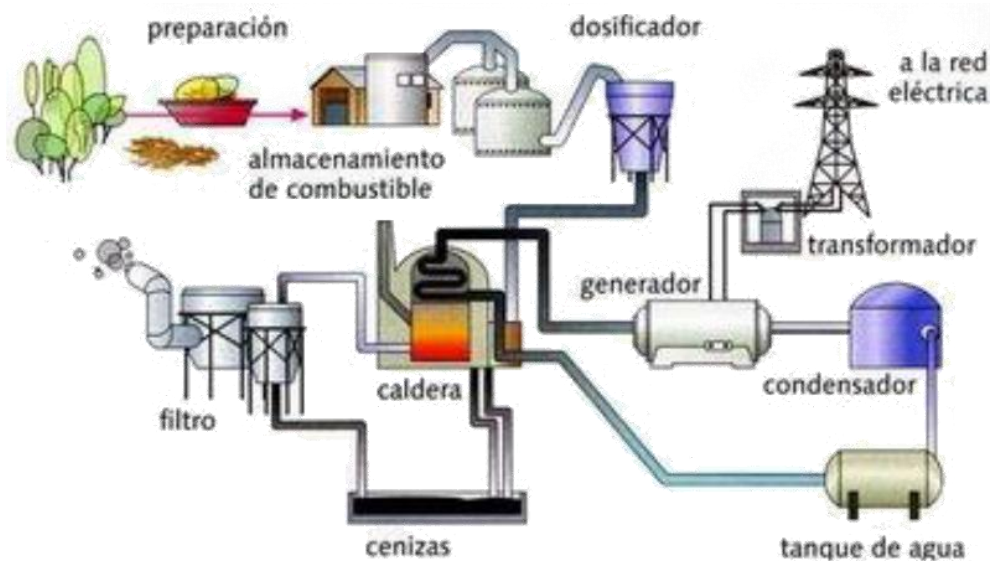


Figura 2.3.4 Esquema Biomasa (Fuente: <http://1.bp.blogspot.com/>)

2.3.1.5. Mini Centrales Hidroeléctricas.

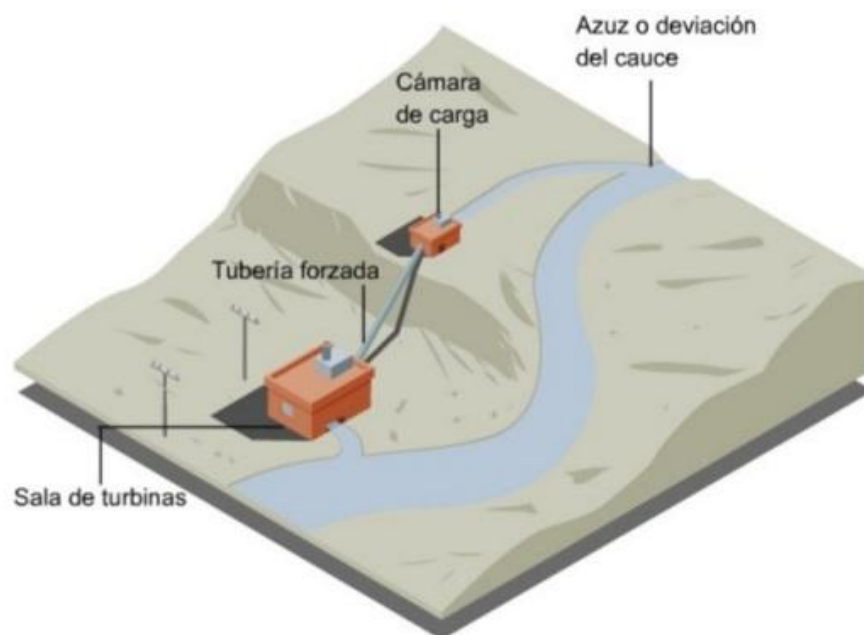


Figura 2.3.5 hidroeléctrica a pequeña escala de agua fluyente
(Fuente: <https://es.slideshare.net/anamicano/energia-no-renovable-7398380>)

Estos sistemas son de los más maduros y difundidos, aprovechan la energía del flujo de agua, dicho flujo hace girar una turbina, que está conectada al rotor de un generador, el cual produce energía eléctrica. Su rendimiento oscila alrededor del 80% y se clasifican según sus niveles de potencia, teniendo [8]:

- Pico (hasta 10 kW).
- micro (10KW-50 kW).
- Mini-centrales (50 KW hasta 500 KW).
- Las pequeñas centrales (500 KW hasta 5MW).
- Medianas (5MW hasta 50MW).
- Grandes (más de 50 MW).

Por su tipo de construcción tenemos la siguiente clasificación[14]:

- De agua fluyente (de pasada)
- De pie de presa: mayor energía “firme”
- En canal de riego/abastecimiento
- Centrales de almacenamiento y bombeo (Pumped storage power plant)

2.3.1.6. Micro-turbinas a Gas.

Son sistemas de pequeña escala, tienen una capacidad que va desde las 30kW hasta los 200kW, su fuente de energía es un recurso no renovable, biogás, gas licuado de petróleo o gas natural, una de sus desventajas es su alto costo de inversión, ya que requiere una mayor tecnología [8].

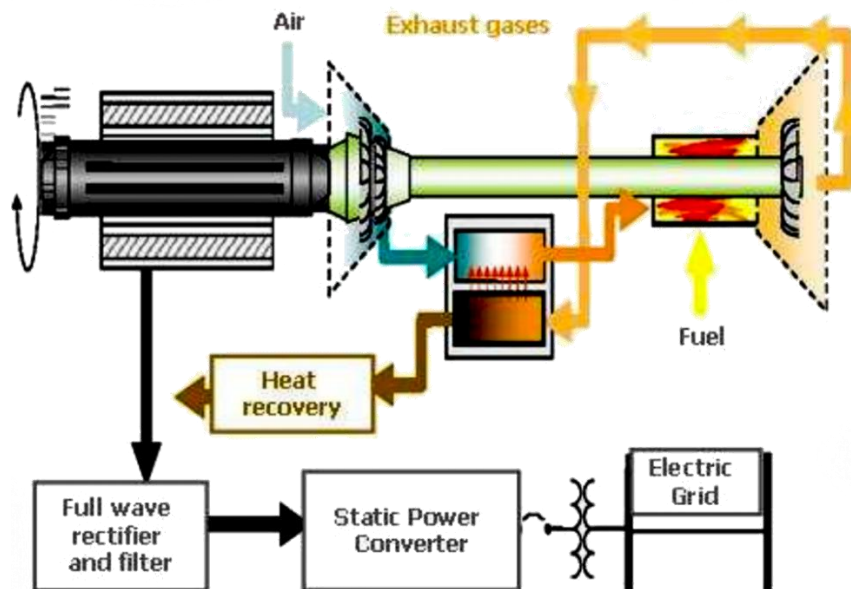


Figura 2.3.1 Funcionamiento de una micro turbina de gas.

(Fuente: Energy recovery from Landfill's Biogas by the use of MICROturbines and biological removal of hydrogen sulphide and siloxanes)

2.4. Microrredes Inteligentes

La tendencia a futuro de los sistemas eléctricos se enfoca generalmente en mejorar la calidad y confiabilidad de servicio eléctrico a nivel de distribución, reduciendo pérdidas y satisfaciendo la creciente demanda. Como solución ante este modelo se presenta las redes inteligentes (Smart Grids) [4].

2.4.1. Concepto de Redes Inteligentes (Smart Grids)

Una Smart Grid es un sistema que permite la comunicación bidireccional entre el consumidor y la empresa eléctrica distribuidora, de tal forma que la información recolectada por estos sistemas permita un control y operación más eficiente de la red eléctrica, mejorando los índices de calidad, confiabilidad, fortaleciendo el sistema eléctrico. Además, estos sistemas brindan a los usuarios nuevos servicios como la incorporación de energías renovables (Figura 2.4.1).



Figura 2.4.1 Origen de las Smart Grids
(Fuente: Desafíos en el desarrollo de micro redes inteligentes en zonas aisladas).

2.4.2. Tecnología de las Smart Grids

Una Smart Grid se compone de varias tecnologías que ayudan en la adquisición de datos, supervisión y control del sistema, estando presente cada una de las etapas del sistema desde la generación hasta el consumo de la energía. El continuo intercambio de información es la clave para un buen desempeño del sistema, ya que, al tener la información en tiempo real sobre el comportamiento del sistema, se puede realizar un control ya sea automático o manual que garantice un servicio de calidad, además que todos los datos obtenidos sirven de conocimiento para operaciones futuras.

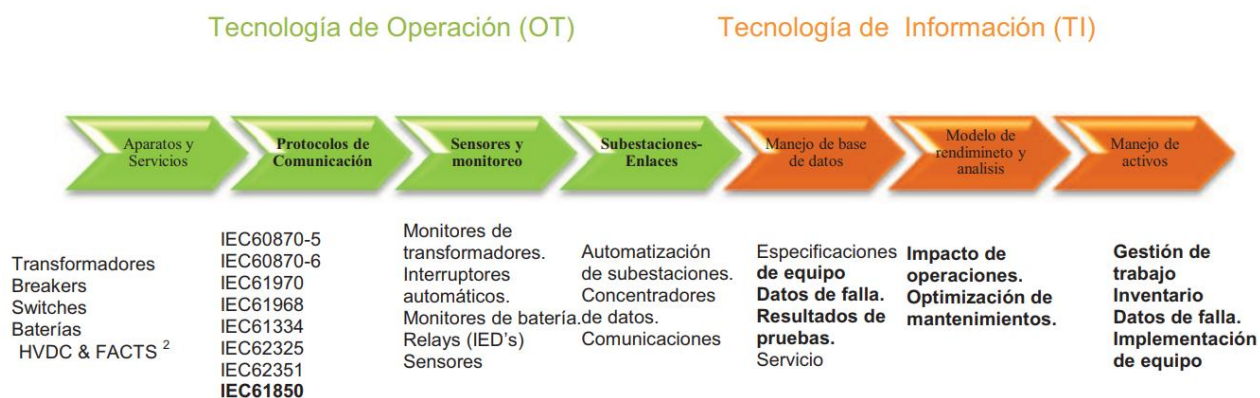


Figura 2.4.2 Integración de tecnologías de operación e información de una Smart Grid
(Fuente: Introducción de Smart Grids en el Ecuador).

2.4.3. Características de las Smart Grids

Mientras más avanza la tecnología, más avanzan las Smart Grids. La continua evolución y aplicación de las redes inteligentes ha hecho necesario la implementación de nuevas políticas energéticas, que se contemplen las características y beneficios que traen las Smart Grids. En seguida se detallan algunas de las características de las Smart Grids [15]:

Eficiencia.

- Los sistemas de adquisición y operación de datos optimizan los procesos de supervisión y coordinación de la generación transmisión y distribución introduciendo tecnología digital para gestionar y controlar los flujos de potencia, reduciendo el consumo de energía.

Flexibilidad.

- Se adapta a cambios bidireccionales del sistema, ya sean por contingencias o maniobras.

Fiabilidad y seguridad.

- Procesa información en tiempo real y tiene la capacidad de operar y protegerse ante fallas.
- Asegura la disponibilidad de energía, y anticipa fallas o maneras que afecten a la integridad del sistema.

Apertura.

- Permite la integración de fuentes renovables y crea nuevas oportunidades de negocio.

Sostenibilidad.

- Respetuosa con el medio ambiente y ampliamente aceptada.

2.4.4. Beneficio de las Smart Grids.

Entre los beneficios que trae la implementación de las Smart Grids, se puede listar los siguientes [4], [15]:

Económicos.

- Reduce el costo de las inversiones en infraestructura de la red, tanto en transporte como en generación.
- Se reducen las fallas del sistema, con lo cual se reducen costos.
- Un uso más eficiente de la energía, reduce las necesidades de generación de energía, reduciendo el costo del mismo.

Ambientales.

- Ante una reducción en la generación, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial en horas de demanda en los picos
- Reducción de gases de efecto invernadero por la integración de energías renovables.
- Ante una reducción en la demanda, se reduce los impactos ambientales por la construcción de nuevas infraestructuras.

Sistema eléctrico.

- La confiabilidad del sistema se ve mejorada.
- Optimización de las centrales de generación.
- Reducción de pérdidas.
- Optimización del voltaje y potencia.
- Facilita la integración de fuentes de energía renovable.
- Se incrementa la seguridad del sistema por la implementación de sistemas de adquisición de datos.

Usuario

- Mayor información para la gestión del consumo de energía por parte de los usuarios.
- Los usuarios ya no quedan confinados a ser únicamente consumidores, si no que pueden convertirse en micro-generadores y comercializar energía con la red local.

2.4.5. Conceptos de Microrred.

Para efectos del presente trabajo de titulación, se considera que las microrredes se encuentran conectadas a la red eléctrica, es decir, coincide con el concepto de generación distribuida

CIRE (MicroGrid Working Group) define a las microrredes como[16]: "Las microrredes son sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y fuentes de energía distribuida (generadores distribuidos, equipos de almacenamiento, o cargas controlables) que pueden ser operados de manera coordinada y controlada bien sea conectadas a la red eléctrica o aisladas."

WG IEEE P1547.4 [16]: "Subconjunto auto sostenible y autónomo de un sistema de potencia que puede operar independientemente o conectado a la red."

2.4.6. Microrredes Inteligentes.

Las microrredes inteligentes son componentes de la Smart Grid que se caracterizan por autoabastecerse y funcionar de forma independiente [4]. Una microrredes se caracteriza por ser un sistema híbrido que integra diferentes fuentes de generación, siendo un conjunto de generadores y cargas capaces de autoabastecerse de energía.

Una microrred se caracteriza por lo siguiente[17]:

- Poseen varias unidades de generación, ya sea de fuentes renovables de generación convencional o no convencional (renovable).
- Tienen sistema de almacenaje de energía, ya sea mecánico, electroquímico o hidráulico.
- Poseen sistemas de condicionamiento de la potencia: inversor, rectificadores, reguladores de carga.
- Tienen sistema de regulación y control.
- Cargas o consumidores.

En sí, se puede decir que son pequeños sistemas inteligentes de distribución auto gestionados localmente, de forma que podrían funcionar conectados o aislados de la red de distribución.

RED INTELIGENTE

Una red de microrredes monitorizadas y autoadaptables.

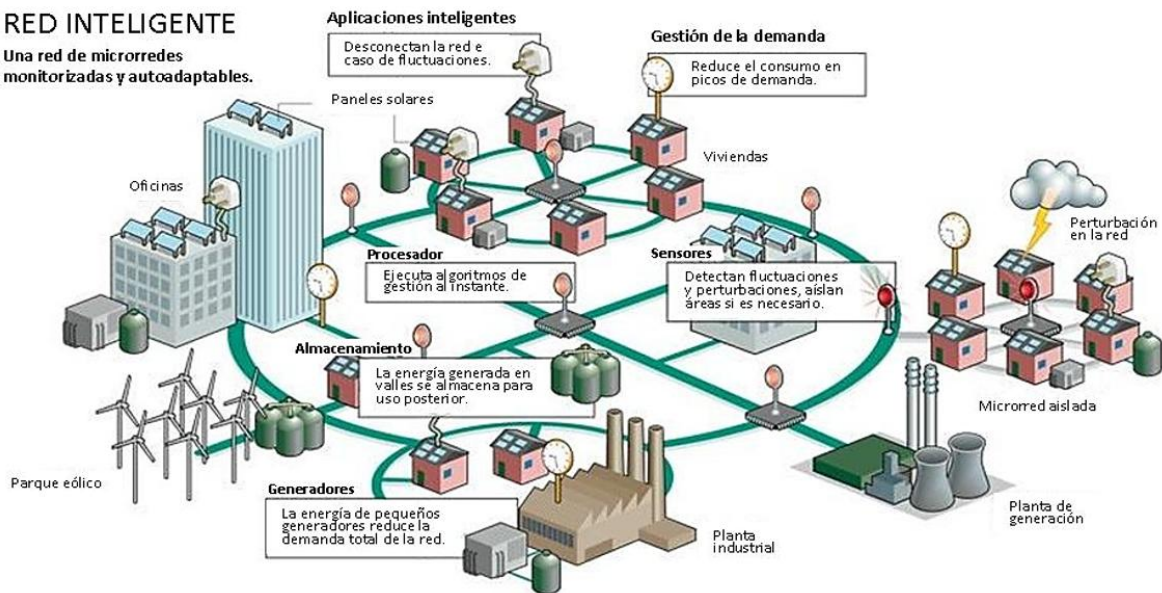


Figura 2.4.3 Micro redes y generación distribuida

(Fuente: <http://cimadelglaciar.blogspot.com/2011/05/el-futuro-de-la-distribucion-electrica.html>).

Al ser sistemas que pueden funcionar de manera independiente las redes eléctricas, las microrredes inteligentes pueden tener las siguientes aplicaciones [17]:

- Suministrar energía eléctrica a usuarios o comunidades aisladas del sistema de distribución.

- Utilizar sistemas renovables en redes locales para reducir el uso de generadores de diésel ahorrando combustible y reduciendo emisiones de gases contaminantes.
- Funcionan de manera independiente respecto a la red eléctrica.

2.4.7. Ventajas de las Microrredes Inteligentes.

La incorporación de las microrredes inteligentes en el sistema, trae varias ventajas, entre ellas se tiene las siguiente [17]:

- Se reduce los picos de demanda, reduciendo el costo de inversión en el sistema de generación, transmisión y distribución.
- Permite que el excedente de energía sea incorporado a la red. El usuario se transforma en generador de electricidad, siendo una generación descentralizada minimizando pérdidas por transmisión y distribución.
- El usuario adquiere a su vez múltiples ventajas como:
 - Pago por uso: al no ser necesaria una lectura manual, se eliminan los recibos y los consumidores sólo pagan por lo que consumen.
 - Tarifas flexibles: las empresas gestionan diversas tarifas para optimizar el consumo de la energía.
 - Gestión remota del suministro de energía: no es necesario una intervención local para activar, terminar o incrementar el suministro.
- En la red inteligente se incorporan sistemas de gestión y almacenamiento de energía, que permiten aprovechar al máximo las energías renovables, independientemente del momento en que se producen.
- Aseguran la alimentación de las cargas críticas de la red mediante el almacenamiento de energía.
- Puede aportar servicios coordinados para el control local de tensión.
- Pueden actuar en forma autónoma ante cualquier falla o maniobra en la red de distribución.
- Permite mejorar la calidad de la energía eléctrica (estabilidad de voltaje, potencia reactiva y corrección del factor de potencia) mediante el uso de la electrónica de potencia.
- Se pueden implementar tanto en media tensión, como en baja tensión.
- Se reduce el riesgo de sobrecarga de los transformadores de potencia, permitiendo un servicio continuo y mayor vida útil de los mismos.
- La red inteligente incrementa la confiabilidad del sistema eléctrico (horas de fallo divididas entre las horas de operación), por lo que beneficia a productores y consumidores de electricidad.

2.4.8. Elementos de la Microrred.

Una microrred inteligente se compone de varios sistemas y tecnologías que en conjunto hacen que el sistema sea capaz de funcionar, a continuación, analizaremos cada uno de sus componentes

Las microrredes a similitud de los grandes sistemas eléctricos, se pueden resumir en 4 componentes principales que son[18]: sistemas de generación de energía, sistemas de almacenamiento, sistemas de distribución e inteligencia, gestión y control del sistema.

2.4.8.1. Generación

La generación en microrredes incluye generación renovable como no renovable; algunos de los sistemas de generación ya fueron detallados en el apartado 2.3, por lo cual se abordará únicamente de los otros sistemas usados también en las microrredes.

Grupos de cogeneración

También conocidos como generadores de ciclos combinados, son generadores de energía térmica de otro proceso de generación mediante dos ciclos consecutivos, por ejemplo, un generador de motor de diésel y una turbina de vapor.

Utilizan el calor generado como un subproducto de la generación eléctrica por lo que poseen una gran eficiencia, ahorrando energía primaria (Figura 2.4.4).

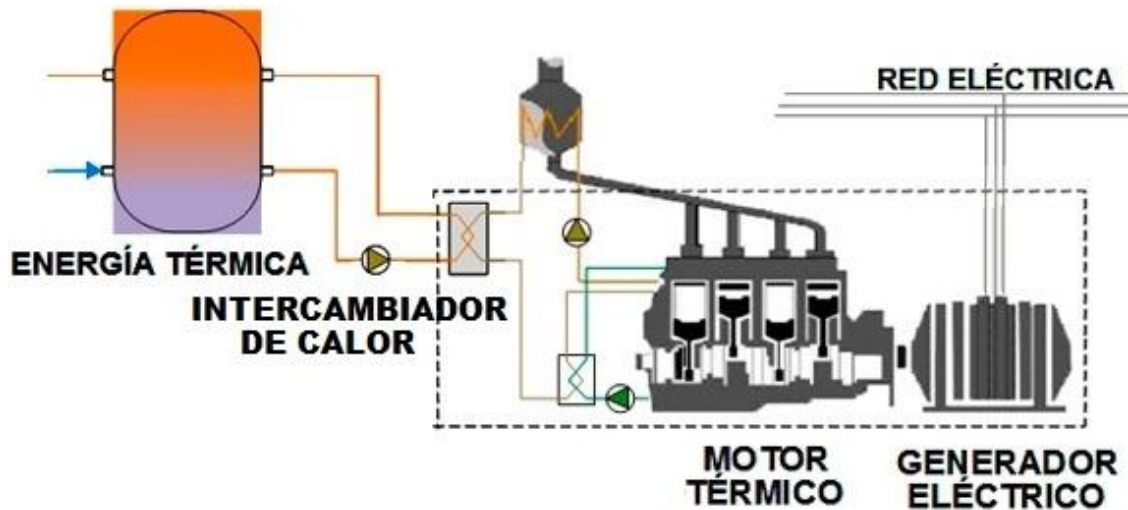


Figura 2.4.4 Grupo de Cogeneración

(Fuente: <https://www.absorsistem.com/tecnologia/cogeneracion/principio-de-la-cogeneracion>)

Motors de Combustión Interna

Usa diésel como fuente de energía primaria, pero también existen a gasolina o bunker. Un motor de combustión interna se conecta mecánicamente al eje de un generador; este tipo de generadores son de gran importancia en sistemas grandes de generación, aunque actualmente, la tendencia al uso de los mismos ha cambiado por otras fuentes no convencionales de generación. (Figura 2.4.5).

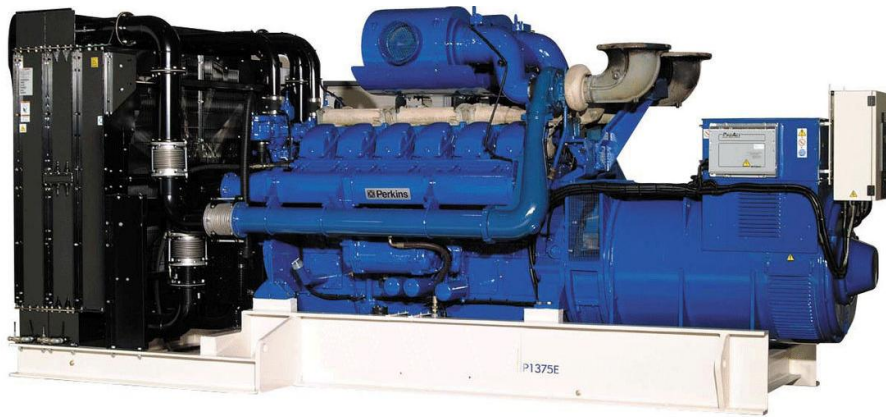


Figura 2.4.5 Generador Térmico a Diésel

(Fuente: spanish.genset-dieselgenerator.com/sale-1126418-1000kw-perkins-diesel-generator-1500rpm-electronic-1250kva.html)

2.4.8.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Súper condensadores [18]

Su principal característica es que pueden proporcionar corrientes de carga considerables, sin necesidad de mantenimiento. Tienen una gran rapidez de carga y características óptimas para una operación cíclica. Todo ello bajo posibles condiciones de temperatura adversas. Son usados para estabilizar la tensión a la salida de sistemas fotovoltaicos o eólicos (Figura 2.4.6).



Figura 2.4.6 Súper condensador (Fuente: <http://www.maxwell.com/>)

Pila de Combustible [18]

Es un tipo de tecnología que no ha sido ampliamente difundido, produce energía por componentes electroquímicos a partir del uso del hidrógeno como combustible (Figura 2.4.7).

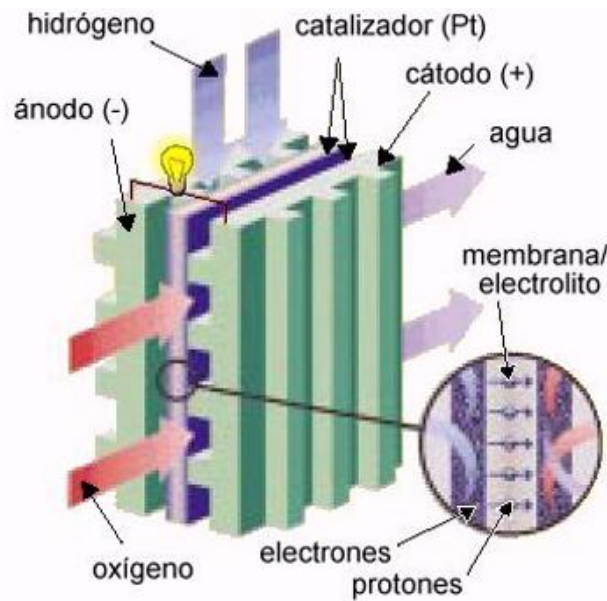


Figura 2.4.7 Pila de combustible. (Fuente: www.cieniateca.com/fuelcells.html)

Baterías [18]

Son dispositivos con la capacidad de almacenar cantidades de energía sustancialmente grandes, aportando sostenibilidad al sistema durante periodos de tiempo prolongados. Entre los tipos de baterías usadas en microrredes se tiene:

- Baterías de litio: iones de litio (LI-ION) o polímero de litio (LIPo)
- Baterías o pilas alcalinas.
 - Baterías de níquel: níquel hierro (NI-FE) o níquel cadmio (NI-CD)
- Baterías de grafeno.
- Baterías de ácido plomo.



Figura 2.4.8 Baterías Solares
(Fuente: www.merkasol.com/Baterias-EnergyCell-5-OPzS-350-12-unds)

2.4.8.3. Sistema de Distribución.

Transformadores [18]

Los transformadores de distribución inteligentes pueden adaptarse a las necesidades de energía requeridas por la microrred, reduciendo pérdidas, mejorando su funcionamiento, disminuyendo su tamaño y permitiendo un monitoreo continuo (Figura 2.4.9).

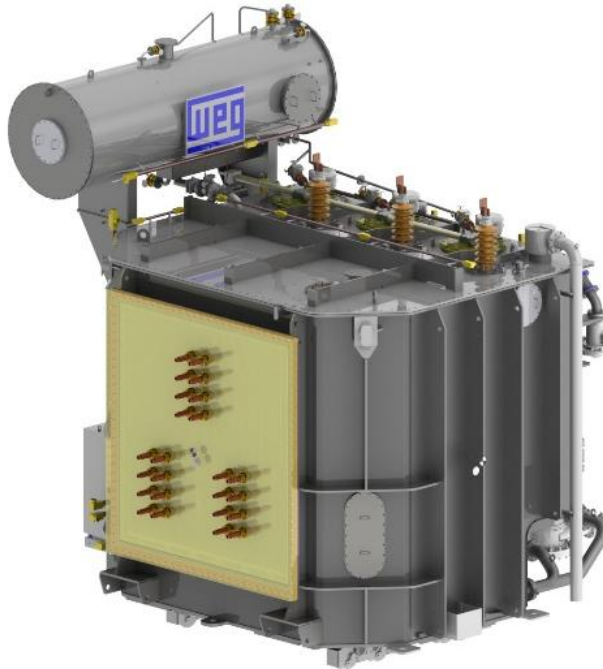


Figura 2.4.9 Transformador (Fuente: www.weg.net/institutional/EC/es/)

Los transformadores de distribución inteligentes pueden adaptarse a las necesidades de energía requeridas por la microrred, reduciendo pérdidas, mejorando su funcionamiento, disminuyendo su tamaño y permitiendo un monitoreo continuo (Figura 2.4.9).

2.4.8.4. Inteligencia del Sistema.

Centro de control [18]

Es una unidad de control inteligente del sistema que permite la supervisión, control y adquisición de datos (SCADA). Posee una capacidad de razonamiento de acción predictiva para tomar decisiones de manera automática o de manera manual por un operario (Figura 2.4.10).



Figura 2.4.10 Centro de Control

(Fuente: <http://www.abb.de/cawp/seitp202/da11ffc154af9221c1257c01004cbfad.aspx>)

Contadores de energía inteligentes (Medidores)

Monitorean y registran la oferta y demanda de energía, enviando y recibiendo información en tiempo real del sistema y devolviendo información sobre las curvas de demanda, permitiendo de esta forma ajustar las rutinas y hábitos de los consumidores para lograr una mejor eficiencia al momento del consumo de energía (Figura 2.4.11).



Figura 2.4.11 Contador de Energía Inteligente

(Fuente: www.solucionesintegralesendesa.com/)

CAPÍTULO III: TEORÍA DE JUEGOS.

3.1. Introducción

La teoría de juegos es un estudio enfocado en analizar o predecir matemáticamente el resultado sobre problemas de competitividad, es decir, donde dos o más individuos (jugadores) se enfrentan en conflictos de interés, debiendo cumplir reglas para garantizar el mejor resultado posible. El registro más antiguo sobre la teoría de juegos se da en Mabinogion, una colección de cuentos populares galeses. No es hasta el año 1921 que Émile Borel, matemático francés, publica sobre “théorie du jeu” (“Game theory and left symmetric core integral equations”), donde planteó las bases esenciales de la teoría de juegos. Luego en 1944 Von Neuman publicó su libro La Teoría de Juegos y el Comportamiento Económico junto a Oskar Morgenstern un economista matemático, donde Neumann matemáticamente demostró que en todo problema de conflicto de intereses de n jugadores, tiene un curso óptimo de acción, donde unos ganan y el otros pierden [19].

En los problemas donde se aplica la teoría de juegos, cada individuo o jugador actúa sabiendo que el resultado no dependerá únicamente de sus acciones, sino que las acciones individuales o en conjunto de todos los jugadores influenciarán de una manera u otra en el resultado, es así, que teniendo en cuenta las decisiones de los demás jugadores y cumpliendo las reglas del juego, busca obtener el mejor resultado que maximice su utilidad. Es esta característica de la teoría de juegos, que hace que la solución de problemas se base en la decisión interactiva de los jugadores [19].

La teoría de juegos es un estudio de aplicación muy general, siendo de utilidad en un sin número de campos, entre ellos la ingeniería. El objetivo de este capítulo es explicar los conceptos básicos de la teoría de juegos y analizar las herramientas que serán de utilidad para la realización de este trabajo.

3.2 Conceptos Básicos sobre la Teoría de Juegos

La teoría de juegos abarca una variedad de conceptos y herramientas que ayudan a la solución de problemas. A continuación, se define y analiza todos los conceptos y herramientas necesarias para el planteamiento del algoritmo a realizarse en este trabajo.

Coalición (S): Es un conjunto de individuos que forman una coalición; si un juego tiene n personas que conforman el conjunto N , el conjunto de coaliciones a las que puede dar lugar viene a ser 2^n , que es el conjunto potencia del juego, es decir [19]:

$$S \in P(N_n) \quad (3.1)$$

Valor generado por una Coalición $v(S)$: Es el valor que generan los miembros de una coalición S cuando actúan de manera conjunta [20].

$$v : 2^N \Rightarrow \mathbb{R} \quad (3.2)$$

Juegos cooperativos (N, v) : Un juego cooperativo es un par formado por un conjunto finito $N = \{1, 2, \dots, n\}$ y una función $v : 2^N \rightarrow \mathbb{R}$ que asigna a cada subconjunto S de N un número real $v(S)$ con la condición de que $v(\emptyset) = 0$. [21]

Siendo cada elemento del conjunto N un jugador y cada subconjunto de N una coalición, La función v entonces se puede denominar como la función de utilidad o función característica y es una medida del valor que genera una coalición [4].

La definición de los juegos cooperativos puede llegar a ser muy general [8]. Dependiendo de las condiciones de cada problema, puede existir diferentes casos en los juegos cooperativos, como: juegos monótonos, simples, de superatividad, imputación, imputaciones factibles, imputación dominada, etc.

Juego Cooperativo Monótono: Un juego cooperativo (N, v) se considera monótono cuando:

$$v(S) \leq v(T) \text{ cuando } S \subseteq T \quad (3.3)$$

De la ecuación (3.3), siendo S y T dos conjuntos de coaliciones disjuntas, se puede ver que a medida que aumenten los jugadores dentro de una coalición, aumenta también su expectativa numérica [4].

Juego Cooperativo Simple: Un juego cooperativo (N, v) es simple si es monótono y $v(S) = 0$ ó 1 para todo $S \subseteq N$ [21].

Juego Cooperativo de Superatividad: Se dice que en un juego cooperativo existe superatividad cuando al unir dos coaliciones disjuntas S y T , el valor alcanzado es mayor que el obtenido al permanecer las coaliciones separadas, entonces [20]:

$$v(S \cup T) \geq v(S) + v(T) \text{ cuando } S \cap T = \emptyset \quad (3.4)$$

Imputación: Es cualquier redistribución del valor generado por una coalición entre los miembros que la conforman [21].

$$\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) \quad (3.5)$$

Imputaciones factibles: Es un conjunto de imputaciones donde a cada individuo se le otorga un pago (x_i) igual o mayor al que puede conseguir de manera individual (racionalidad individual) y que el total del valor generado por la coalición se reparte en su totalidad (racionalidad grupal). Este concepto muestra el beneficio que puede tener o no que un individuo forme parte de una coalición [20].

$$J(v) = \left\{ x_i \in \mathbb{R} : x_i \geq v\{i\} \wedge \sum_{i=1}^n x_i = v(N_n) \right\} \quad (3.6)$$

El primer término de la desigualdad representa la racionalidad individual y el término que contiene la sumatoria corresponde a la racionalidad grupal [2].

Imputación Dominada: Cuando existe una coalición por la cual “ x ” otorga más que “ y ” a cada individuo de la coalición, entonces se dice que una imputación “ x ” domina a una imputación “ y ” [20].

$$x \succ y \text{ si } \exists S \in \tilde{N}(N_n), \text{ tal que } x \succ_S y \quad (3.7)$$

Para que la definición anterior se cumpla, se debe cumplir que [2]:

$$x_i \succ y_i; \forall i \in S \quad (3.8)$$

$$\sum x_i \leq v(S); \forall i \in S \quad (3.9)$$

Núcleo de un Juego Cooperativo: Se le conoce así al conjunto de imputaciones no dominadas [20].

$$N(v) = \{x \in J(v) / \neg \exists y \in J(v) \text{ tal que } y \succ x\} \quad (3.10)$$

Caracterización del Núcleo: Las imputaciones que pertenecen a un núcleo deben ser tales que la suma que se otorgue a los jugadores debe ser mayor o igual al valor total que puede generar cualquier coalición, caso contrario los individuos podrían formar una coalición y repartirse el valor generado logrando una parte mayor a la que daría la imputación [20].

$$\forall x \in J(v), x \in N(v) \Leftrightarrow \forall S \in P(N_n), v(S) \leq \sum_{i \in S} x_i \quad (3.11)$$

La ecuación (3.11) nos indica que el valor de la coalición no puede sobrepasar a la suma total de los pagos a cada jugador [4].

Un conjunto de juegos cooperativos de n individuos es un espacio vectorial sobre \mathbb{R} , donde la dimensión de este vector es $2^n - 1$. Una base está constituida, por ejemplo, por los juegos de unanimidad u_s , definidos para cada coalición no vacía S por la expresión [2]:

$$u_s(T) = \begin{cases} 1 & \text{si } S \subseteq T \\ 0 & \text{si } S \not\subseteq T \end{cases} \quad (3.12)$$

Con lo cual un juego cooperativo v de n jugadores se puede escribir como una combinación lineal de juegos de unanimidad, entonces se tiene que [2]:

$$v = \sum_{\emptyset \neq S \subseteq N} c_s(v) u_s \quad (3.13)$$

Donde,

$$c_s(v) = \sum_{R \subseteq S} (-1)^{s-r} v(R); \quad s = |S|, \quad r = |R| \quad (3.14)$$

El coeficiente $C_s(v)$ se lo conoce como dividendo de Harsanyi. Por lo tanto el conjunto de los juegos cooperativos con n individuos está constituido de una estructura matemática de espacio vectorial real [2].

3.2.1 Tipos de Juegos.

Dependiendo del tipo de problema, pueden existir varias situaciones dentro de la teoría de juegos, lo que lleva a diferencias unos juegos de otros, básicamente se dividen en dos tipos: juegos cooperativos y juegos no cooperativos.

Juegos No Cooperativos.

Los juegos no cooperativos estudian el comportamiento de los jugadores en cualquier situación, en donde la estrategia óptima para cada jugador depende de su pronóstico sobre las elecciones de otros jugadores; en sí, cada jugador se enfoca en maximizar sus propios intereses, sin preocuparse en absoluto de los intereses de los demás jugadores [4], [21].

Juegos Cooperativos.

A diferencia de los juegos no cooperativos, en los juegos cooperativos los jugadores pueden llegar a acuerdos comunes que benefician a sus propios intereses; entonces el objetivo de los juegos cooperativos es estudiar los resultados que puede traer todas las coaliciones posibles dentro de un grupo de jugadores, y ver cómo pueden actuar los jugadores a favor de obtener el mejor resultado, sin la necesidad de analizar las acciones individuales de cada miembro de una coalición, es decir, se busca que todos tengan un beneficio común.

3.2.2 Función de Utilidad.

La función de utilidad convierte las estrategias de un jugador en pagos o beneficios dependiendo de la función de pagos del caso. Por ejemplo, para una función de pago que generó 36 dólares, se puede decir que la función de pagos ha generado 36 unidades de bienestar; en otro caso, si la función de pago es la raíz cuadrada de los pagos, entonces el pago de 36 dólares solo producirá 6 unidades de beneficio [2], [4], [21].

3.2.3 Forma Estratégica y Forma Extensiva De Un Juego.

Los juegos cooperativos se pueden describir de manera estratégica o de forma extensiva, estas dos formas especifican los jugadores, coaliciones y pagos que se dan dentro del problema. La forma estratégica o también conocida como formal normal describe al problema de forma matricial, enfocándose en las estrategias que puede tomar cada jugador, por otro lado, la forma extensiva lo hace en forma de un árbol, siguiendo las secuencias de estrategias que pueden darse en el juego [1]. A continuación, se ilustran cada una de las formas de describir un juego.

Forma Estratégica de un Juego: En la Tabla 3.2.1 se muestra un ejemplo de la forma estratégica de describir un juego; se tiene a dos jugadores: J 1 y J 2, los cuales pueden elegir de manera simultánea entre pares (P) o nones (N). Si ambos optan por la misma opción, J2 pagara a J1 la cantidad de 10 unidades. Si los dos eligen opciones distintas J1 quien tiene que pagar 10 unidades a J2. A esto se lo denomina como forma de

juego estratégica, ya que cada uno tomará la decisión sin conocer la tomada por el otro jugador [1], [4].

Tabla 3.2.1 Forma Estratégica Para Describir un Juego (Fuente: Propia)

		J2	
		P	N
J1	P	10 , -10	-10 , 10
	N	-10 , 10	10 , -10

Forma Extensiva De Un Juego:

La Figura 3.2.1 muestra la forma de un juego extensivo o árbol. Se considera el ejemplo del caso anterior, dos jugadores que pueden elegir entre pares (p) o nones (N), usando las mismas condiciones, si ambos optan por la misma opción, J2 pagara a J1 la cantidad de 10 unidades. Si los dos eligen opciones distintas J1 quien tiene que pagar 10 unidades a J2, de manera extensiva tenemos que:

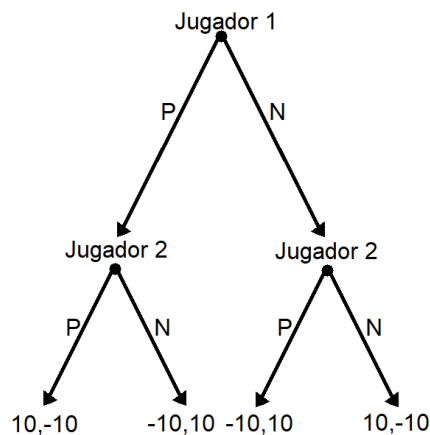


Figura 3.2.1 Forma Extensiva de Describir un Juego (Fuente: Propia)

3.2.4 Juegos de Suma Cero y de Suma Distinta de Cero.

Se denomina juego de suma cero, cuando para cada posible resultado del juego la suma total de los pagos o utilidades de los dos jugadores es igual a cero, es decir lo que un jugador gana, el otro lo pierde [19].

$$u_1 + u_2 = 0 \quad (3.15)$$

Por otro lado, un juego se considera distinto de cero, cuando la suma total de los pagos o utilidades es distinta de cero, es decir, las utilidades absolutas de cada jugador se transforman en ventajas relativas para el otro jugador.

$$u_1 + u_2 = k \quad (3.16)$$

$$v_1 = u_1 - u_2 \quad (3.17)$$

$$v_2 = u_2 - u_1 \quad (3.18)$$

Las ecuaciones (3.17) y (3.18) representan las ventajas que relativas de un jugador sobre el otro. Sumando estas dos ecuaciones se debe tener que:

$$v_1 + v_2 = 0 \quad (3.19)$$

De las ecuaciones planteadas anteriormente, se pueden tener las siguientes características [4], [19]:

- Los juegos donde los intereses de los jugadores se contraponen, se llaman juegos de suma cero.
- Los juegos en que los intereses de los jugadores no se contraponen totalmente, se llaman juegos de suma distinta de cero o suma variable.
- La solución de juegos de suma cero, es más fácil que la resolución de juegos de suma distinta de cero.
- En los juegos de suma cero, no se crea valor de utilidad, si no esta se redistribuye.
- Como ejemplo de juegos de suma cero están: El ajedrez y póker, ya que un jugador gana lo que pierde el otro.
- Si se añade un jugador ficticio, cuyas pérdidas sean iguales a las ganancias netas de los jugadores reales, los juegos de suma distinta de cero se pueden transformar en juegos de suma cero

3.2.5 Solución y Valor De Solución de un Juego.

La solución de un juego es el conjunto de estrategias posibles que se considera que tomarán los jugadores. Esto se conoce como concepto de solución de un juego, que es un procedimiento que permite obtener, de manera precisa y bien argumentada, una solución [1].

En la teoría de los juegos, conocer que juego es cooperativo o no cooperativo, es de suma importancia, ya que, para un juego cooperativo, la distribución del beneficio considera a los demás jugadores y el reparto de las utilidades. Por otro lado, en un juego no cooperativo los jugadores actúan de manera independiente, aplicando sus propias estrategias y sin considerar las acciones de los demás jugadores.

Para ciertos casos, la solución de un juego es dada por la combinación de ganancias y pérdidas, con es el juego de suma cero, donde lo que ganen uno o varios jugadores, será igual a lo que pierdan lo otros; por otro lado, en los juegos de suma distinta de cero, el valor

de la solución del juego, es la suma de las ganancias pérdidas de utilidades del juego para cada jugador.

En un juego suma cero, se dice que es socialmente justo si el valor de juego es cero, es decir, ambos individuos obtienen ganancia cero; y no es socialmente justo cuando uno de los individuos gana m unidades de utilidad y el otro perderá m unidades de utilidad.

En el caso de los análisis matriciales, el valor de la solución del juego es la ganancia o pérdida que se obtiene del juego una vez planteadas todas las posibles soluciones, y es igual a la pérdida o ganancia con respecto otro jugador [2].

3.3 Herramientas de Análisis de la Teoría de los Juegos.

Existen varias herramientas que ayudan en el análisis de la teoría de juegos, entre las herramientas útiles para el análisis del presente trabajo se tiene:

Matriz de pagos.

Los juegos más analizados generalmente son entre dos jugadores, los cuales pueden ser analizados de forma matricial. En el análisis matricial o estratégica, las situaciones que se pueden generar por las alternativas de decisión y acción de los dos jugadores se analiza usando denominadas matrices de pagos [2].

Una matriz de pagos presenta diversas opciones de estrategias para cada jugador y las resultantes situaciones particulares. La intersección o combinación de la estrategia elegida por un jugador y la estrategia elegida por el otro, crea un único punto de coordenadas, donde se representa la decisión de los dos jugadores [2].

Árboles de resultados sucesivos.

Es el análisis extensivo sobre la teoría de juegos, aunque ya fue explicado brevemente en el punto 3.2.3, para tener una mejor comprensión de un árbol de resultados sucesivos, se define lo siguiente[1]:

- a) Pueden estar involucrados dos o más jugadores.
- b) Los nodos del árbol, corresponden a situaciones de elección de uno de los jugadores o de final del juego.
- c) Un conjunto de acciones, enlazan un nodo con otro, y corresponden a las elecciones de cada jugador.
- d) En un vector de pagos, cada rama que enlazan un nodo con otro tiene dos componentes, uno es el pago o la utilidad que recibe el jugador 1, y la segunda de es el pago o utilidad que entrega el jugador 2 si el juego se desarrolla de esa manera.

El número total de resultados se define según el número de ramas o estrategias que tenga un jugador en el árbol, además cada una de esas ramas son el punto de partida para las estrategias del siguiente jugador; todo el proceso de análisis termina cuando todos los jugadores hayan realizado el número de estrategias que podían realizar [2].

Los árboles representan resultados sucesivos, e identifican el orden y extensión que tendría el juego [4]. Estos juegos también modelan movimientos simultáneos. En estos

casos se dibuja una línea punteada o un círculo alrededor de dos ramas diferentes para especificar que son parte del mismo conjunto de información [2].

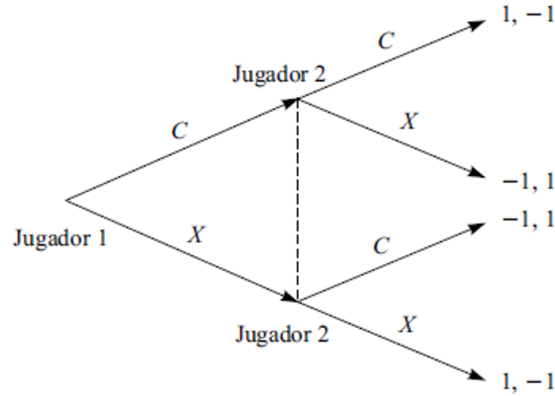


Figura 3.3.1 Árbol de Resultados Sucesivos, Juego de la Monedas
(Fuente: León, Lojano, 2017)

La Figura 3.3.1 trata sobre el juego de las monedas, existen dos jugadores que depositan de manera simultánea dos monedas sobre una mesa. Si resultan dos caras o dos cruces, el jugador 1 recoge las dos monedas, mientras que, si hay una cara y una cruz, el jugador 2 se lleva las dos monedas. En la Figura 3.3.1 se observa que los nodos correspondientes a la decisión del jugador 2 están unidos mediante un segmento de recta de discontinuo (movimiento simultaneo), se dice que estos dos nodos forman un conjunto de información para el jugador 2. Entonces, se puede decir que un conjunto de información es un conjunto de nodos de decisiones para un jugador [1].

3.4 Solución de los Juegos Cooperativos.

En los juegos cooperativos, todos los jugadores actúan en favor de maximizar la función de utilidad, es decir, al realizar coaliciones buscan el beneficio común de todos los jugadores. El valor final de la función de utilidad $v(N)$, es repartido entre todos los jugadores que formaron parte de la o las coalición que dieron como resultado esa utilidad. Puede existir casos donde el valor de la utilidad esté condicionado, tratándose entonces de un juego de utilidad transferible.

La distribución del valor de la utilidad $v(N)$ entre los jugadores, se puede representar como una función real x sobre el conjunto N , donde se verifique el principio de eficiencia dada por [2]:

$$\sum_{i \in N} x(i) = v(N) \quad (3.20)$$

El valor de $x(i)$ o x_i viene a ser cantidad que recibe un jugador i , teniendo en cuenta la función de distribución de pagos x . El vector $x \in \mathbb{R}$ tal que cumple el principio de eficiencia expresado en la ecuación (3.15), y toma el nombre de “vector de pagos eficientes” para el juego (N, v) . Cuando el jugador recibe un pago al menos igual al que conseguiría individualmente en el juego (N, v) (principio de racionalidad individual) entonces el vector

de pagos eficiente se le conoce como “imputaciones del juego”. Así el conjunto de todas las imputaciones $I(v)$ se representa por [21]:

$$I(v) = \left\{ x \in \mathbb{R} : \sum_i x_i = v(N), x_i \geq v(i) \forall i \in N \right\} \quad (3.21)$$

El concepto de la solución para los juegos cooperativos es una regla que asigna a cada juego cooperativo de n jugadores un subconjunto de \mathbb{R}^n siguiendo reglas preestablecidas [21]. Entonces la solución es proporcional a un conjunto de vectores para cada juego, como lo son por ejemplo los conjuntos estables de Von Neumann y Morgenster. Por otro lado otros juegos seleccionan un único vector de pagos, como el valor de Shapley o el nucléolo [21].

Los juegos cooperativos simples utilizan modelos de tomas de decisiones, la solución se conoce como “índice de poder” el cual refleja una medida que se refiere al poder que cada jugador tiene en el juego [21].

De estos índices lo más conocidos son: el valor de Shapley y de Banzhaf y los índices que de ellos se desprendan. La idea de una solución única para el juego (N, v) define a un número real $\chi_i[v]$, que asigna a cada juego un único vector de pagos. para este caso i viene a ser el índice del jugador y χ es la función de asignación del vector de pagos a cada juego (N, v) [21].

3.4.1 Valor de Shapley.

El valor de Shapley es el primer concepto de solución que asigna a cada juego cooperativo un único vector de pago entre los jugadores de manera que se cumplan determinados criterios, llamados *axiomas*. A partir de 4 axiomas o suposiciones se llega a una única asignación entre los jugadores, la cual toma el nombre de valor de Shapley [1], [21]:

Sea $G = (S, v)$ un juego en forma coalicionar, donde $S = \{1, 2, \dots, n\}$. Entonces se plantea la siguiente función de asignación de pagos para los n jugadores [4]:

$$\phi(v) = (\phi_1(v), \phi_2(v), \dots, \phi_n(v)) \in \mathbb{R} \quad (3.22)$$

La función de asignación de pagos $\phi(v)$ deberá cumplir los siguientes axiomas[4], [22]:

- **Axioma 1. Eficiencia:** Toda función de asignación $\phi(v)$ debe distribuir el pago total de la utilidad que genero el juego:

$$\sum_{i=1}^n \phi_i(v) = v(S) \quad (3.23)$$

- **Axioma 2. Simetría:** Debe existir una simetría para cualquier par de jugadores que realicen aportaciones equivalentes dentro de una coalición.

$$v(S \cup \{i\}) = v(S \cup \{j\}) ; \forall S \in P(J), \text{ con } i, j \notin S \quad (3.24)$$

Entonces:

$$\phi_i(v) = \phi_j(v) \quad (3.25)$$

- **Axioma 3. Tratamiento del jugador pasivo:** Todo jugador que no aporta ningún beneficio adicional al resto de jugadores no recibirá ningún pago adicional. Es decir, para cada jugador $i \in S$, para el cual se verifica que:

$$v(S) = v(S - \{i\}) + v(\{i\}), \text{ para toda coalición } S \text{ con } i \in S \quad (3.26)$$

Entonces:

$$\phi_i(v) = v(\{i\}) \quad (3.27)$$

- **Axioma 4. Aditividad:** La función de asignación ϕ debe ser invariante para toda descomposición arbitraria del juego. Es decir, dados dos juegos cualesquiera (S, v_1) y (S, v_2) se tiene que:

$$\phi(v_1 + v_2) = \phi(v_1) + \phi(v_2) \quad (3.28)$$

3.4.2 Teorema de Dubey.

Este teorema verifica los axiomas 1, 2, 3 y 4 del valor de Shapley. Existe una única función $\phi: S_n \rightarrow \mathbb{R}^n$ que satisface las propiedades de eficiencia, simetría y transferencia, y esa es el valor de Shapley [2]. Siendo la siguiente ecuación la única asignación $(v) = (\phi_1(v), \phi_2(v), \dots, \phi_n(v))$ que verifica los 4 axiomas [1]:

$$\phi_i(v) = \sum_{S \in P(J)} q(s) [v(S) - v(S - \{i\})] \quad (3.29)$$

Donde:

$$q(s) = \frac{(s-1)!(n-s)!}{n!} \quad (3.30)$$

$s = |S|$, el número de jugadores que hay en la coalición S [1].

Dependiendo el tipo de juego, existen varias maneras de obtener repartos equitativos dentro de los juegos cooperativos, cabe mencionar que existen otros métodos de distribución que tienen la propiedades y estrategias útiles para este trabajo, además de los ya presentados, que permiten tener pagos o beneficios coherentes y adecuados para cada jugador [2], [4].

3.5 Ejemplos

Para una mejor comprensión de la teoría descrita, se presentan dos problemas tomados de la referencia [1].

Ejemplo 1: Supongamos que se plantea la necesidad de abastecer de electricidad a tres poblaciones. Para ello se construirá una red de tendidos eléctricos que conecte dichas poblaciones con la central eléctrica. En la Figura 3.5.1 se presentan los costes de todos los posibles tendidos que interconectan las poblaciones (1, 2, 3) y la central eléctrica (0). Representar el juego en forma de coalición [1].

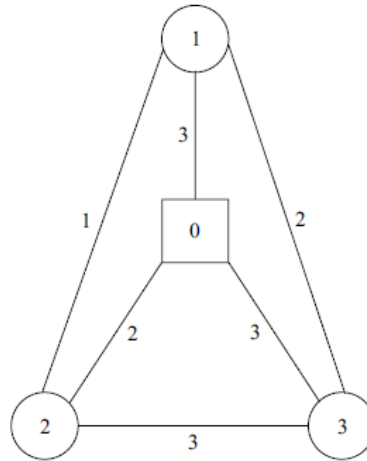


Figura 3.5.1 Costes de todos los posibles tendidos que interconectan las poblaciones (1, 2, 3) y la central eléctrica (0).

FUENTE (Pérez, Jimeo, Cerdá, 2004.)

Solución:

Sea el conjunto de jugadoras:

$$J = \{1, 2, 3\}$$

Si la población 1 va sola y no logra un acuerdo de cooperación con ninguna otra de las poblaciones (coalición {1}), incurrirá en un coste igual a 3, ya que tendrá que cargar con los costes que supone construir un tendido eléctrico que va de la central eléctrica a la población 1. Sea $c(\{1\}) = 3$. De manera análoga, si la población 2 va sola (coalición {2}), incurrirá en un coste de 2. Sea $c(\{2\}) = 2$. Si la población 3 va sola (coalición {3}), incurrirá en un coste de 3. Sea $c(\{3\}) = 3$.

Si las poblaciones 1 y 2 logran un acuerdo de cooperación y deciden construir la red de tendidos eléctricos de manera conjunta lo harán de la forma que les suponga un coste menor, que consiste en unir la central con la población 2 (coste igual a 2) y la población 2 con la población 1 (coste igual a 1). El coste total para la coalición {1, 2} será por lo tanto igual a 3. Sea $c(\{1, 2\}) = 3$. Sin cooperación entre 1 y 2 la suma de sus costes sería igual a 5. Se define el valor de la coalición {1, 2}, {1, 3} y {2, 3} de la siguiente forma:

$$v(\{1, 2\}) = c\{1\} + c\{2\} - c\{1, 2\} = 3 + 2 - 3 = 2$$

$$v(\{1, 3\}) = c\{1\} + c\{3\} - c\{1, 3\} = 3 + 3 - 5 = 1$$

$$v(\{2, 3\}) = c\{2\} + c\{3\} - c\{2, 3\} = 2 + 3 - 5 = 0$$

Para una coalición $S \neq \emptyset$ se define el valor de dicha coalición de la siguiente forma:

$$v(S) = \sum_{i \in S} c(\{i\}) - c(S)$$

Obteniendo:

$$v(\{1\}) = v(\{2\}) = v(\{3\}) = 0$$

$$v(\{1, 2, 3\}) = c(\{1\}) + c(\{2\}) + (c(\{3\}) - c(\{1, 2, 3\})) = 3 + 2 + 3 - 5 = 3$$

En la cual $c(\{1, 2, 3\}) = 5$, que se alcanza uniendo la central eléctrica con la población 2, y esta con la población 1 que a su vez se une con la población 3.

Por lo tanto, la representación del juego en forma de coalición es:

$$G = (J, v)$$

Donde:

$J = \{1, 2, 3\}$ Es el conjunto de jugadoras

$v: P(\{1, 2, 3\}) \rightarrow R$ es la función característica, definida de la siguiente manera:

S	\emptyset	$\{1\}$	$\{2\}$	$\{3\}$	$\{1, 2\}$	$\{1, 3\}$	$\{2, 3\}$	$\{1, 2, 3\}$
$v(S)$	0	0	0	0	2	1	0	3

Ejemplo 2: En un departamento universitario hay tres investigadores consolidados que trabajan en la misma línea de investigación. Se disponen a presentar solicitudes para optar a financiación de proyectos de investigación. Han preguntado a una persona de confianza que tiene toda la información sobre los criterios y candidatos y les ha comentado lo que es previsible que ocurra con la resolución acerca de las posibles solicitudes, a la vista del historial y méritos de los candidatos [1].

Si el doctor Clapés presenta de manera individual la solicitud, lo previsible es que le concedan treinta mil euros, el doctor Salmerón no conseguirá nada si va solo, mientras que la doctora Smith conseguiría individualmente cincuenta mil euros. Si los doctores Clapés y Salmerón presentan un proyecto conjunto obtendrán una financiación de 50, Clapés y Smith obtendrían 80 y Salmerón y Smith obtendrían también 80 (siempre en miles de euros). Si los tres investigadores solicitan el proyecto de manera conjunta, previsiblemente obtendrían 100 (en miles de euros). Cada investigador sólo puede figurar en una solicitud [1].

Solución:

La representación del juego en forma de coalición es inmediata en este caso:

$$J = \{1, 2, 3\}$$

En donde el jugador 1 es el doctor Clapés, el jugador 2 es el doctor Salmerón y la jugadora 3 es la doctora Smith.

La función característica es la función:

$$v: P(J) \rightarrow R, \text{ con}$$

$$\begin{aligned}
 v(\emptyset) &= 0, \\
 v(\{1\}) &= 30 \quad v(\{2\}) = 0 \quad v(\{3\}) = 50 \\
 v(\{1,2\}) &= 50 \quad v(\{1,3\}) = 80 \quad v(\{2,3\}) = 80 \\
 v(\{1,2,3\}) &= 100
 \end{aligned}$$

Ahora, calculemos el valor de Shapley con tres jugadores de este ejemplo y, por tanto, es:

$$\begin{aligned}
 \phi(v) &= (\phi_1(v), \phi_2(v), \phi_3(v)) \\
 \phi_i(v) &= \sum_{S \in P(J)} q(s) [v(S) - v(S - \{i\})] \\
 q(s) &= \frac{(s-1)!(n-s)!}{n!}
 \end{aligned}$$

Donde:

- n es el número de jugadores totales.
- S el número de jugadores que hay en la coalición dada.

La familia de coaliciones a las que pertenece el jugador 1 es:

$$S(1) = \{\{1\}, \{1,2\}, \{1,3\}, \{1,2,3\}\}$$

La familia de coaliciones a las que pertenece el jugador 2 es:

$$S(2) = \{\{2\}, \{1,2\}, \{2,3\}, \{1,2,3\}\}$$

La familia de coaliciones a las que pertenece el jugador 3 es:

$$S(3) = \{\{3\}, \{1,3\}, \{2,3\}, \{1,2,3\}\}$$

Como en este caso n=3, se tiene:

$$q(s) = \frac{(s-1)!(3-s)!}{3!}, \text{ para } 1 \leq s \leq 3, s \in N$$

Por lo tanto:

$$\begin{aligned}
 q(1) &= \frac{0! 2!}{3!} = \frac{1}{3} \\
 q(2) &= \frac{1! 1!}{3!} = \frac{1}{6} \\
 q(3) &= \frac{2! 0!}{3!} = \frac{1}{3}
 \end{aligned}$$

En donde:

$$\begin{aligned}
 \phi_1(v) &= q(1) * v(\{1\}) + q(2) * [v(\{1,2\}) - v(\{2\})] + q(2) * [v(\{1,3\}) - v(\{3\})] + q(3) \\
 &\quad * [v(\{1,2,3\}) - v(\{2,3\})]
 \end{aligned}$$

$$= \frac{1}{3}[30] + \frac{1}{6}[50 - 0] + \frac{1}{6}[80 - 50] + \frac{1}{3}[100 - 80]$$

$$\phi_1(v) = 30$$

$$\phi_2(v) = q(1) * v(\{2\}) + q(2) * [v(\{1, 2\}) - v(\{1\})] + q(2) * [v(\{2, 3\}) - v(\{3\})] + q(3) * [v(\{1, 2, 3\}) - v(\{1, 3\})]$$

$$= \frac{1}{3}[0] + \frac{1}{6}[50 - 30] + \frac{1}{6}[80 - 50] + \frac{1}{3}[100 - 80]$$

$$\phi_2(v) = 15$$

$$\phi_3(v) = q(1) * v(\{3\}) + q(2) * [v(\{1, 3\}) - v(\{1\})] + q(2) * [v(\{2, 3\}) - v(\{2\})] + q(3) * [v(\{1, 2, 3\}) - v(\{1, 2\})]$$

$$= \frac{1}{3}[50] + \frac{1}{6}[80 - 30] + \frac{1}{6}[80 - 0] + \frac{1}{3}[100 - 50]$$

$$\phi_3(v) = 55$$

Por tanto, el valor de Shapley del juego es:

$$\phi(v) = (30, 15, 55)$$

CAPÍTULO IV: ALGORITMO PARA EL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA BAJA TENSIÓN.

4.1. Introducción

Las redes de distribución en baja tensión (BT) están sometidas a constantes cambios, ya sea por el crecimiento de la demanda, la evolución de las tecnologías aplicadas en estos sistemas o la introducción de micro generadores o microrredes a lo largo de la red como se observó en los capítulos anteriores. Estos cambios han causado que las empresas de distribución modifiquen su percepción sobre los consumidores en las redes de distribución, pasando de usuarios pasivos a ser usuarios activos de la red. Debido a esto las empresas se han visto obligadas a llevar un mejor control sobre la distribución de energía, aplicando sistemas inteligentes que permitan el control y la adquisición de datos en tiempo real, siempre garantizando un servicio continuo, confiable y de calidad.

El crecimiento exponencial de la demanda y el incremento de pérdidas que conlleva, obliga que cada vez sea más frecuente la repotenciación de las redes con, como ha ocurrido en el país tras el ingreso de las cocinas de inducción. Esto reduce el tiempo de vida útil de las redes, generando mayores costos tanto para las empresas distribuidoras como para los usuarios. Es aquí donde se presenta una gran incógnita, ¿Cómo aprovechar las nuevas tecnologías y las microrredes para optimizar el uso de las redes de distribución reduciendo al máximo las pérdidas?

Como se vio en los capítulos anteriores, el ingreso de nuevas tecnologías, microrredes inteligentes y generación distribuida pueden contribuir en una optimización de los sistemas de distribución. Al mantener un mejor control de las redes sumado a la generación distribuida y el intercambio de energía entre usuarios mediante juegos cooperativos, se reducen considerablemente los costos por pérdidas e infraestructura de dichos sistemas, ya que el tener sistemas de generación cercanas en centros de consumo, se reducen los flujos de potencia provenientes de sistemas de transmisión, por ende, reduciendo la potencia requerida en los equipamientos para la transmisión y distribución y prolongando su vida útil.

Para lograr esta optimización de los sistemas de distribución, alcanzando un intercambio de energía óptimo entre usuarios, es necesario conocer las herramientas y modelos matemáticos como: programación dinámica, lineal y no lineal y la teoría de los juegos, siendo la teoría de juegos un pilar fundamental para el análisis requerido en este trabajo.

En el presente capítulo se presentará un modelo de red de distribución en baja tensión, así como todos los modelos, herramientas y ecuaciones matemáticas que permiten el intercambio de energía entre un transformador de distribución y el usuario o entre usuarios de la red; los cuales serán implementados y analizados dentro del algoritmo de intercambio de energía para el desarrollo del algoritmo.

4.2. Modelo Eléctrico de Redes de Distribución en Baja Tensión

Un sistema eléctrico comprende todo el conjunto de equipos e instalaciones necesarias para el transporte y distribución de energía eléctrica, desde los generadores hasta el consumidor final. La distribución en baja tensión es uno de los pasos finales antes de llegar al usuario, esta etapa empieza desde un transformador que toma energía de un alimentador y mediante redes aéreas o subterráneas se conecta con los consumidores.

Para el presente trabajo, se implementará un modelo de red real donde sea aplicable los modelos y variables matemáticas, con restricciones tanto técnicas como económicas, para poder implementar dichos modelos, variables y restricciones al algoritmo de intercambio de energía y así realizar un análisis óptimo del intercambio de energía dentro de un sistema de distribución en baja tensión.

El algoritmo de intercambio de energía en redes de baja tensión, plantea un análisis para la cooperación energética entre usuarios, buscando reducir al máximo las pérdidas y simulando el ingreso de generación distribuida, teniendo esto en cuenta, se procede a modelar y probar un sistema.

4.2.1. Modelo de Sistema de distribución en BT para un juego cooperativo.

Se considera una red de distribución en baja tensión con una configuración radial para simular un juego cooperativo de utilidad no transferible; se tiene una microrred conformada por un transformador, el cual se conecta a un conjunto de usuarios, de los cuales, algunos de ellos tienen la capacidad de auto abastecerse de energía, e incluso en determinados momentos, vender esta energía hacia el transformador de la red, o en caso de no poder satisfacer su demanda tienen la capacidad de comprar energía al transformador. Aquí se define dos clases de coaliciones: transformador – usuario y usuario – usuario.

Para lograr estos intercambios de energía, se plantea como hipótesis que todos los usuarios y el transformador de la red, poseen información en tiempo real sobre el sistema mediante el uso de sistemas inteligentes, de esta forma, aprovechando dicha información todos los usuarios y el transformador pueden interactuar entre sí, buscando las mejores condiciones para realizar diferentes coaliciones y de esta forma obtener el mejor resultado involucrando a todos los actores.

En la Figura 4.2.1 se presenta una red de distribución en baja tensión, en la cual un transformador se conecta a un voltaje U_o a varios usuarios ya sean vendedores, compradores o usuarios que autoabastecen su demanda; en función del tipo de transformador monofásico o trifásico el voltaje U_o podrá ser 120-240 o 127-220 respectivamente. Los flujos dentro de las redes dependerán del estado de los usuarios en un instante de tiempo, dándose tres casos particulares, si la generación supera a la demanda del sistema, la energía excedente será enviada al transformador, en caso que la generación sea menor que la demanda, el transformador suplirá al sistema de la energía faltante y por último si la generación es igual a la demanda, el sistema se autoabastece, es decir el balance de potencias es igual a cero lo cual es un caso poco probable.

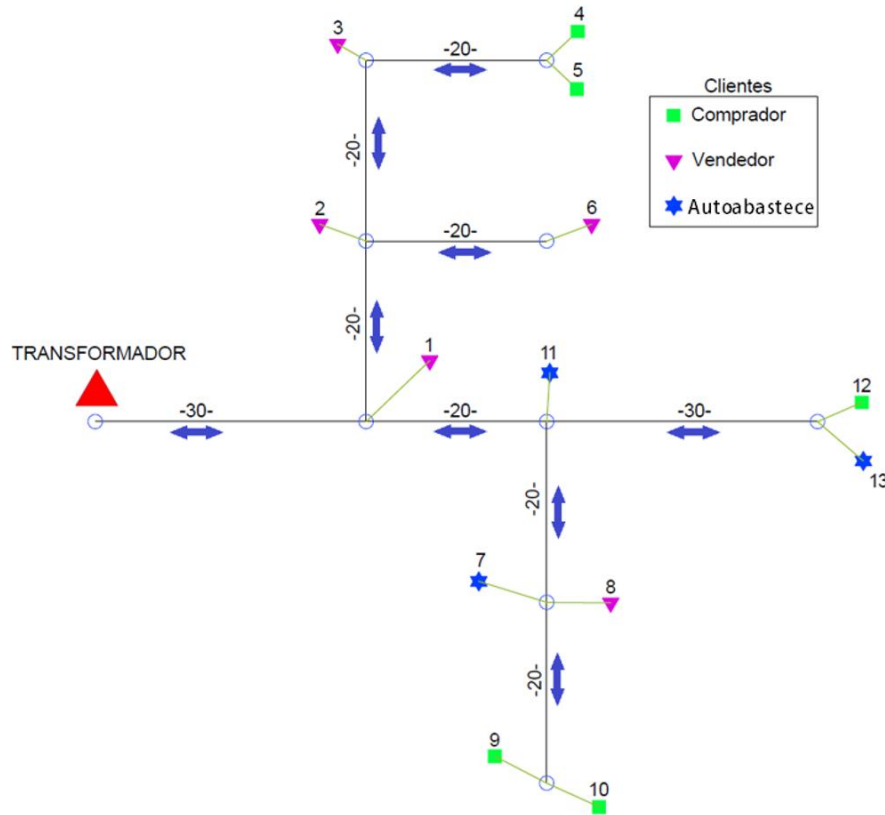


Figura 4.2.1 Modelo del Sistema de Distribución Eléctrica en Baja Tensión (Fuente: Propia)

Dado un sistema de distribución compuesto por N usuarios, un “ i -ésimo” usuario, como se mencionó anteriormente, dependiendo su demanda D_i y la potencia generada G_i podrá ser comprador, vendedor o se autoabastece, para un usuario i tal que $i \in N$, su energía vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$Q_i = G_i - D_i \quad (4.1)$$

De la ecuación (4.1), para cada usuario se tendrá tres diferentes casos dependiendo de los valores que Q_i pueda tomar; para cada caso se tiene el siguiente análisis:

- **Primer Caso ($Q_i > 0$):** La potencia generada por el usuario es mayor que su demanda, por lo tanto el usuario será capaz de vender este excedente de energía a otro usuario que lo requiera o a la red como tal, formando la coalición que más sea conveniente.
- **Segundo Caso ($Q_i < 0$):** La demanda del usuario es mayor a la potencia generada en caso de tenerla, la energía que requiera este usuario podrá adquirirla de otro usuario con excedente de energía o puede comprar directo a la red, formando la coalición que más sea conveniente.
- **Tercer Caso ($Q_i = 0$):** En este caso el usuario satisface su propia demanda, sin la necesidad de vender o comprar energía, por lo tanto sin formar coaliciones de ningún tipo.

Cabe recalcar que el comportamiento de la potencia generada, como de la demanda, varían aleatoriamente, la potencia generada depende de la variación de su fuente primaria de energía, ya sea radiación solar, flujo del agua, velocidad del viento, etc., llegando a ser un cierto nivel impredecible. Por otro lado, la demanda puede variar por hora del día, estación del año, costumbres de los consumidores etc., siendo estas variaciones más predecibles al ser una variación cíclica, lo cual hace posible tener una curva de demanda diaria, esta curva es formada estadísticamente por registros de demanda pasados. Son estas variaciones lo que define el valor de Q_i y diferenciando a los usuarios como vendedores o compradores en un instante de tiempo.

Dado que el intercambio de energía debe buscar el mínimo de pérdidas en el sistema, se tiene que las coaliciones se darán principalmente entre usuarios vecinos, dando prioridad al de mayor demanda. Las pérdidas de energía en las líneas vienen dadas por el tipo de conductor, su resistencia, distancia y la potencia que pasa por la línea en un determinado instante de tiempo.

4.2.2. Pérdida de Potencia Para el Intercambio Entre un Usuario y el Transformador

Cuando un usuario de la red tiene un excedente de energía, puede vender esta energía al transformador, el cual viene a ser un jugador más dentro de los intercambios cooperativos, en estos casos, las pérdidas se determinarán mediante la siguiente ecuación [5]:

$$P_i^{p\acute{e}rdidas} = R_{io} I_o^2 + \beta P_i(Q_i) \quad (4.2)$$

Donde:

- $P_i^{p\acute{e}rdidas}$ = Corresponde a las pérdidas por el intercambio de potencia entre el transformador y un usuario $i \in N$.
- $R_{io} = R \cdot d_{ij}$, = Es la resistencia del conductor de la red de distribución y viene dada en [Ω/km]
- I_o = Es la corriente eléctrica [A] que circula en el conductor que une al transformador con el “i-ésimo” usuario.
- β = Corresponde al coeficiente que refleja la fracción de las pérdidas en el transformador de distribución al momento del intercambio de energía.
- $P_i(Q_i)$ = Es el flujo de potencia entre el transformador y el “i-ésimo” usuario.

De la ecuación (4.2) se puede observar que, para un intercambio de energía entre el transformador de distribución y un usuario de la red, las pérdidas de potencia se componen tanto de las pérdidas en las líneas que los conectan y las pérdidas propias del transformador. Cabe recalcar que esta pérdida de energía es válida tanto para el caso que el transformador venda energía al usuario, como para cuando el usuario vende energía al transformador.

La corriente I_o viene dada en función de la potencia y el voltaje del sistema, entonces se tiene que :

$$I_o = \frac{P_i(Q_i)}{U_o} \quad (4.1)$$

Remplazando la corriente en la ecuación (4.2), se tiene que las pérdidas de potencia vienen dadas por el flujo de potencia que transportan la línea de distribución, teniendo que [5]:

$$P_i^{p\acute{e}rdidas} = R_{io} \left[\frac{P_i(Q_i)}{U_o} \right]^2 + \beta P_i(Q_i) \quad (4.4)$$

Ahora si D_j es la demanda de energía en la MG, el flujo desde el transformador a un usuario i , es decir, cuando el transformador vende energía al usuario, el flujo de potencia $P_i(Q_i)$ viene dado por [2]:

$$P_i(Q_i) = D_j + P_i^{p\acute{e}rdidas} \quad (4.5)$$

Reemplazando la ecuación (4.4) en la ecuación (4.5), se tiene que [2]:

$$P_i(Q_i) = D_j + R_{io} \left[\frac{P_i(Q_i)}{U_o} \right]^2 + \beta P_i(Q_i) \quad (4.6)$$

$$\frac{R_{io}}{U_o^2} (P_i(Q_i))^2 - (1 - \beta) P_i(Q_i) + D_j = 0 \quad (4.7)$$

Esta ecuación cuadrática permite encontrar el flujo de potencia entre el transformador y cualquier usuario en función de la demanda, resistencia del conductor y voltaje del sistema. Resolviendo esta ecuación, se tiene que $P_i(Q_i)$ se calcula de la siguiente manera:

$$P_i(Q_i) = \frac{(1 - \beta) U_o^2 \pm U_o \sqrt{(1 - \beta)^2 U_o^2 + 4 R_{io} D_j}}{2 R_{io}} \quad (4.8)$$

- Si esta ecuación presenta una raíz real positiva, la raíz que devuelva en la solución el menor valor será tomada como solución, puesto que esta producirá menores pérdidas [2].
- Si la ecuación presenta raíces negativas, o no tiene una solución real, se adopta la siguiente solución [2]:

$$(P_i(Q_i))^* = \frac{(1 - \beta) U_o^2}{2 R_{io}} \quad (4.9)$$

La ecuación (4.8), es válida únicamente en caso que la coalición se dé de tal forma que el transformador venda energía al usuario. Por otro lado, si se tiene una coalición de tal forma que un usuario i a quien entregue energía al transformador, se tiene que el flujo de potencia $P_i(Q_i)$ se determina por:

$$P_i(Q_i) = P_i - P_i^{p\acute{e}rdidas} \quad (4.10)$$

Realizando un análisis similar al caso anterior, se tiene que el flujo de potencia cuando un usuario entrega energía al transformador viene dado por [2]:

$$P_i(Q_i) = \frac{(1 - \beta)U_o^2 \pm U_o \sqrt{(1 - \beta)^2 U_o^2 - 4R_{io}P_i}}{2R_{io}} \quad (4.11)$$

- Si esta ecuación presenta una raíz real positiva, la raíz que devuelva en la solución el menor valor será tomada como solución, puesto que esta producirá menores pérdidas [2].
- Si la ecuación presenta raíces negativas o no tiene una solución real, se adopta la siguiente solución[2]:

$$(P_i(Q_i))^* = \frac{-(1 - \beta)U_o^2}{2R_{io}} \quad (4.12)$$

Una vez calculado $(P_i(Q_i))^*$ se reemplaza en la ecuación de pérdidas (4.4). Como se mencionó anteriormente, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía en el sistema, se da preferencia a la formación de coaliciones entre usuarios vecinos, para este tipo de coaliciones entre vecinos, se tendrá un análisis similar, pero con ciertos cambios.

4.2.3. Pérdida de Potencia Para el Intercambio Energía Entre Usuarios de la Red

Dentro de la red de distribución, existirán usuarios con la capacidad de entregar energía a otros usuarios, es decir, usuario vendedores energía formando coaliciones con usuarios compradores, existiendo un conjunto N_v de usuarios vendedores, un conjunto N_c de usuarios compradores y un tercer conjunto N_a de usuarios auto abastecidos, tal que $N_c \cup N_v \cup N_a = N$ [2].

Cuando se forma una coalición entre usuarios, el intercambio de energía se evalúa igual que en el apartado anterior, con la diferencia de intercambio de energía ahora no involucra el uso del transformador, por lo tanto el coeficiente de pérdidas será cero ($\beta = 0$), por lo tanto la pérdida de potencia se determina por [2], [5]:

$$P_{ij}^{p\acute{e}rdidas} = R_{ij}I_{ij}^2 \quad (4.13)$$

Donde:

- $P_{ij}^{p\acute{e}rdidas}$ = Corresponde a las pérdidas por el intercambio de potencia entre un usuario $i \in N_c$ y un usuario $j \in N_v$.
- $R_{ij} = R \cdot d_{ij}$, = Es la resistencia del conductor de la red de distribución y se mide en $[\Omega/\text{km}]$
- I_{ij} = Es la corriente eléctrica [A] que circula en el conductor que une al a los dos usuarios.

Como se mencionó en el apartado anterior, la corriente depende del flujo de potencia entre usuario y el voltaje del sistema, teniendo que:

$$I_{ij} = \frac{P_{ij}(Q_{ij})}{U_o} \quad (4.14)$$

Remplazando la corriente en la ecuación (4.11), se tiene que:

$$P_{ij}^{p\acute{e}rdidas} = R_{ij} \left[\frac{P_{ij}(Q_{ij})}{U_1} \right]^2 \quad (4.15)$$

De la misma manera, el flujo de potencia $P_{ij}(Q_{ij})$, es igual a

$$P_{ij}(Q_{ij}) = D_j + P_{ij}^{p\acute{e}rdidas} \quad (4.16)$$

Remplazando la ecuación (4.14) en la ecuación (4.16), se tendrá:

$$P_{ij}(Q_{ij}) = D_j + R_{ij} \left[\frac{P_{ij}(Q_{ij})}{U_1} \right]^2 \quad (4.17)$$

$$\frac{R_{ij}}{U_o^2} (P_{ij}(Q_{ij}))^2 - P_{ij}(Q_{ij}) + D_j = 0 \quad (4.18)$$

Resolviendo esta ecuación se obtiene:

$$P_i(Q_i) = \frac{U_o^2 \pm U_o \sqrt{U_o^2 - 4R_{ij}D_j}}{2R_{ij}} \quad (4.19)$$

La ecuación (4.19), al igual que en el análisis anterior, presentará diferentes casos:

- Si esta ecuación presenta una raíz real positiva, la raíz que devuelva en la solución el menor valor será tomada como solución, puesto que esta producirá menores pérdidas [2].
- Si la ecuación presenta raíces negativas, es decir no tiene una solución real, se adopta la siguiente solución[2]:

$$(P_i(Q_i))^* = \frac{U_o^2}{2R_{ij}} \quad (4.20)$$

Por otro lado, si la potencia generada por un usuario i no puede satisfacer la demanda de un usuario j , es decir, $P_i \leq D_i$, donde el flujo de potencia corresponde al valor de la potencia generada P_i menos las pérdidas por el flujo de potencia, entonces [2]:

$$P_{ij}(Q_{ij}) = P_i - P_{ij}^{\text{pérdidas}} \quad (4.21)$$

Realizando un análisis similar que en el caso anterior, entonces se tendrá que [2]:

$$P_{ij}(Q_{ij}) = \frac{-U_o^2 \pm U_o \sqrt{U_o^2 - 4R_{ij}P_i}}{2R_{ij}} \quad (4.22)$$

Similar al caso anterior, la ecuación (4.22), presentará diferentes casos:

- Si esta ecuación presenta una raíz real positiva, la raíz que devuelva en la solución el menor valor será tomada como solución, puesto que esta producirá menores pérdidas [2].
- Si la ecuación presenta raíces negativas, es decir no tiene una solución real, se adopta la siguiente solución[2]:

$$(P_{ij}(Q_{ij}))^* = \frac{-U_o^2}{2R_{ij}} \quad (4.23)$$

Estos valores de $(P_i(Q_i))^*$ son los que se sustituye en la ecuación de pérdidas (4.15), ya que el mismo es la suma de potencia de la microrred compradora más las pérdidas presentes durante el flujo de potencia.

4.3. Algoritmo Para la Formación de Coaliciones en un Juego Cooperativo.

EL algoritmo presentado en este trabajo se basa en el mostrado en [2], el cual parte del algoritmo presentado en [23]. Para la formulación de juegos cooperativos en una red de baja tensión, se incorporan cambios y restricciones tanto técnicas como económicas a dichos algoritmos, además con las hipótesis planteadas anteriormente, se incorporan modelos matemáticos y cálculos respectivos para propósito de este trabajo.

Se considera un sistema eléctrico de distribución en baja tensión como el de la Figura 4.2.1, del cual se tiene un conjunto S de posibles coaliciones, el cual viene dado según el número $n \in N$ de usuarios (jugadores) que conforman la red. Se formula un juego cooperativo para la formación de coaliciones conformado por el par (N, v) , donde $v: 2^N \rightarrow \mathbb{R}$ es una función que asigna a una coalición $S \subseteq N$ número real que representa el beneficio obtenido por la coalición. Por lo tanto se debe definir la función de valor $v(S)$ que es el valor obtenido por la coalición $S \subseteq N$ [2], [4].

Para lograr la formación de estas coaliciones, se deben crear varias subrutinas dentro del algoritmo, la cuales ayudarán a establecer las condiciones óptimas para la formación de cada coalición, calculando distancias, pérdidas, pagos e intercambios de energía entre usuarios; estas subrutinas se presentan en los siguientes apartados.

A continuación, se van a describir cada una de las subrutinas que componen el algoritmo y que serán necesarias para establecer la simulación tanto para un intercambio de energía cooperativo como no cooperativo, que permita definir las pérdidas de energía

eléctrica, los flujos de potencia entre microrredes o intercambio de energía dentro de las mismas, las funciones de pago del juego o vector de pagos, y las coaliciones formadas en el proceso de simulación a explicar más adelante.

4.3.1. Subrutina: Intercambio no Cooperativo.

Está en la primera subrutina que sucede dentro del algoritmo, aquí los usuarios del sistema de distribución realizan un intercambio de energía de manera no cooperativa, es decir, la compra y venta de energía se realiza sin tomar en cuenta las acciones de los demás usuarios realizando coaliciones únicamente con el transformador, este intercambio se genera un primer vector de pagos, siendo el pago no cooperativo de cada usuario en función de las pérdidas generadas por cada uno.

Si consideramos w_i como el precio de la energía pagada por el “i-ésimo” usuario en [\$/kW h], entonces el pago no cooperativo para cada una de usuario $S \in N$ viene dado por [5]:

$$u(\{i\}) = -w_i P_{io}^{p\acute{e}rdidas} \quad (4.24)$$

El signo negativo en la ecuación (4.24) convierte la ecuación en un problema de maximización, las pérdidas de potencia que multiplican al precio, se determinan cómo fue descrito en el apartado 4.2.2, considerando un intercambio de energía entre el transformador de la red y los usuarios [4].

Si el conjunto S se divide en dos subconjuntos, subconjunto compradores S_c y un subconjunto vendedores S_v , se tiene, por lo explicando anteriormente, que [4]:

$$\forall i \in S_b \rightarrow Q_i < 0 \quad (4.25)$$

$$\forall j \in S_s \rightarrow Q_i > 0 \quad (4.26)$$

Cabe recalcar que los usuarios que autoabastecen su demanda no realizan ninguna coalición.

4.3.2. Subrutina: Cálculo del Vector de Pagos.

Una vez que se tiene establecidas las pérdidas de potencia en la red, para una determinada partición de la red $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$, el siguiente paso para poder aplicar la Orden de Pareto cuya definición de presenta en el apartado 4.3.3.1, es calcular el vector de pagos, es decir el pago reflejado en el beneficio de cada uno de los usuarios que se encuentran en cada coalición $S_i \in S$ [2].

A continuación se define la función de utilidad o función de valor de una coalición $S_i \in S$, como el costo de las pérdidas de potencia generadas por el flujo de potencia en la Red para una partición determinada $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$, si se conoce el precio w de la potencia dado en [\$/kW h], entonces la función de pago será [2], [5]:

$$v(S_i) = - \left(\sum_{i \in S_b, j \in S_s} w_{ij} \cdot P_{ij}^{\text{pérdidas}} + \sum_{i \in S_b} w_i \cdot P_{io}^{\text{pérdidas}} + \sum_{j \in S_s} w_j \cdot P_{jo}^{\text{pérdidas}} \right) \quad (4.27)$$

En la ecuación (4.24), el primer término va a corresponder al costo de las pérdidas de potencia cuando se produce el flujo de potencia desde el vendedor $j \in S_v$ hacia el comprador $i \in S_c$; el segundo término es el costo de las pérdidas de potencia cuando se produce flujo de potencia entre el vendedor $j \in S_s$ con el transformador y el tercer término es el costo de las pérdidas cuando un usuario comprador $i \in S_c$ realiza la coalición con el transformador; el signo menos define a este problema como de maximización [2].

En este juego de coaliciones se asigna una regla, que viene dada por la ecuación (4.27), que permite determinar el valor $v(S_i)$, que a la vez determina un vector de pagos $\phi(S)$, siendo $\phi_i(S_i)$ el pago del usuario $i \in S_i$, es decir, la contribución del “i-ésimo” usuario con un valor total $v(S_i)$ que aporta a la coalición $S_i \in S$ [2].

Los beneficios que traen los juegos cooperativos se dividen de acuerdo a la magnitud de las utilidades “peso” que los usuarios producen en un juego no cooperativo. Entonces se define el pago ϕ_i del “i-ésimo” usuario presente en la coalición $S_i \in S$ que genera el valor $v(S_i)$, de la siguiente manera [2]:

$$\phi_i = \alpha_i \cdot v(S_i) \quad (4.28)$$

El peso α_i representa el aporte que brinda el “i-ésimo” usuario a la coalición y corresponde a la fracción del beneficio que tiene ante un intercambio no cooperativo, este peso se calcula mediante la siguiente ecuación [2]:

$$\alpha_i = \frac{u(\{i\})}{\sum_{j \in S_i} u(\{j\})} \quad (4.29)$$

Los valores de $u(\{i\}), u(\{j\})$, corresponden a pagos individuales producidos por cada uno de los jugadores de la coalición $S_i \in S$ en un juego no cooperativo [2].

4.3.3. Subrutina: Formación de las Coaliciones.

La formación de coaliciones se debe dar en condiciones óptimas, de tal forma que involucren todas las restricciones técnicas, reduciendo pérdidas y respetando la trayectoria de la red de distribución, que une al transformador con los usuarios o a los usuarios entre sí. Teniendo en cuenta los puntos antes mencionados, se procede a mejorar las coaliciones aplicando ahora un intercambio cooperativo.

4.3.3.1. Intercambio Cooperativo Sin Restricciones.

Una vez que se obtiene el intercambio no cooperativo, se procede a la creación de grupos cooperativos de coaliciones, que realicen intercambio de energía entre usuarios vecinos, disminuyendo de esta manera las pérdidas y solo de ser necesario se realice coalición con el transformador. Por lo tanto, las condiciones que se deben cumplir para la formación de coaliciones se fundamenta en la capacidad de venta de cada usuario y la

distancia de esta a usuarios compradores, realizando un intercambio de manera local, es decir sin la intervención del transformador de distribución, a excepción de que exista un excedente o una carencia de energía en la coalición o las pérdidas sean mínimas, en estos casos interviene el transformador en alguna coalición.

El propósito de establecer coaliciones en la red de distribución, es buscar una partición del conjunto N tal que los miembros de N se encuentren formando subconjuntos disjuntos donde cada subconjunto $S_i \subset N$ es una coalición [24], estableciendo una partición $\{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$ [25]. Debido a que en una coalición se puede dar un gran número de posibles combinaciones es necesario introducir elementos heurísticos que ayuden a simplificar los cálculos, disminuyendo el número de operaciones para calcular una partición conformada de un conjunto de coaliciones [2].

Primero se procede con el establecimiento de los “vecinos” [21], se define como coalición “vecina” $S_i \subset N$ a aquella cuya distancia sea la más corta que otra coalición $S_j \subset N$, es aquí donde aparece la primera restricción correspondiente a la distancia entre coaliciones [2]. Se considera una máxima distancia en la que se puede realizar una coalición, denominada como distancia umbral d_{umbral} , la que determina qué coaliciones se consideran como coaliciones vecinas y que corresponde a las pérdidas de potencia mínimas que se debería considerar en la red, de tal manera que los índices de calidad de energía se mantengan dentro de los estándares [2]. De estas definiciones se puede deducir que generalmente se realizarán coaliciones entre usuarios cercanos, y se dará coaliciones a una distancia considerable solo en casos excepcionales.

En la formación de coaliciones (N, v) , el tamaño de cualquier coalición $S_i \subset S$ que suceda dentro de la red de distribución, deberá satisfacer que su distancia entre usuarios vendedores y compradores sea menor a la distancia umbral, es decir, $d_{ij} \leq d_{umbral}$ [21].

Para las coaliciones propuestas (N, v) , una “gran coalición” donde todas las microrredes participen, se formarán muy rara vez, debido a los varios costos que se sumarán por el intercambio de potencia, ya que a mayores distancia, más grandes serán las pérdidas en la red. Por lo tanto se forman coaliciones independientes disjuntas [21].

Para la primera partición que se realiza en la red se fusionan usuarios vecinos en conjuntos de pares, de tal modo que cada par contenga un vendedor y un comprador, y que además tengan la menor distancia posible entre ellas cumpliendo con la restricción de distancia umbral. Toda coalición quedará “aislada” cuando no cumpla estas condiciones o el número de vendedores sea diferente al número de compradores[2].

Para continuar con la formación de coaliciones, se sigue la regla de la Fusión-División, donde se consideran los siguientes conceptos necesarios para comprender el algoritmo propuesto [2]:

Definición: Se tienen dos grupos de conjuntos disjuntos de coaliciones, los cuales se denominados $C = \{C_1, C_2, C_3, \dots, C_l\}$ y $K = \{K_1, K_2, K_3, \dots, K_m\}$ conformada por los mismos jugadores (usuarios) que pertenecen a la red de distribución. Sea además $\phi_j(C_j)$ el pago al jugador j en la coalición $C_j \in C$ y $\phi_j(K_j)$ el pago del jugador j en la coalición $K_j \in K$; por

lo tanto el grupo de coaliciones \mathcal{C} es preferida sobre el grupo de coaliciones \mathcal{K} , si y solo si se cumple la Orden de Pareto, lo cual se denota por [2], [5], [24] :

$$\mathcal{C} \succ \mathcal{K} \leftrightarrow \{\phi_j(\mathcal{C}) \geq \phi_j(\mathcal{K}) \forall j \in \mathcal{C}, \mathcal{K}\} \quad (4.30)$$

O con al menos un jugador j que cumpla esta expresión.

Definición Orden de Pareto: Establece que el conjunto de usuarios N prefiere dividirse en una coalición \mathcal{C} en lugar que la coalición \mathcal{K} , si al menos un jugador es capaz de mejorar su rentabilidad al cambiar la estructura de \mathcal{K} a \mathcal{C} sin disminuir los beneficios o pagos de los otros jugadores en la red de distribución [2], [5].

Entonces para aplicar la orden de Pareto, el procedimiento de formación de coaliciones debe seguir las reglas de Fusión-División [26].

Definición de la Regla de Fusión (Merge): Dado un conjunto de coaliciones $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$, dos o más coaliciones se fusionarán, si y solo si, al hacerlo se aumenta la rentabilidad, es decir, se disminuye las pérdidas de potencia, para al menos un usuario, sin que esto afecte o disminuya la rentabilidad de los otros miembros del conjunto de usuarios N [2], [26].

$$\left\{ \bigcup_{j=1}^k S_j \right\} \succ \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_k\} \quad (4.31)$$

A partir de estas definiciones y conceptos para la formación de coaliciones, se puede entender el proceso por el cual se desarrolla la subrutina para formar conjuntos de coaliciones de usuarios en la red de distribución. El proceso se desarrolla de siguiente manera [2]:

- Una vez realizada la etapa de fusión ya se puede cumplir con la Orden de Pareto, pues dos usuarios vecinos pueden mejorar sus pagos sin la necesidad de conectarse al transformador de distribución para realizar un intercambio de energía.
- La partición inicial de la Red Eléctrica es $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_k\}$, donde al menos una coalición $S_i \in S$ se puede conformar por un único usuario o un par de usuarios, siendo vendedor-comprador.
- Se asume que cada usuario posee toda la información de la red (posiciones, distancias, potencia, etc.) para ello puede usar una base de datos de información de los usuarios dentro de la red de distribución.
- Las coaliciones en S buscarán vecinos potenciales para realizar una fusión que cumplan la restricción de distancia. Estas coaliciones vecinas decidirán fusionarse si y solo si la partición resultante cumple con la Orden de Pareto.
- Siempre que se ha realizado la fusión, se puede dar la posibilidad de una división aprovechando las comunicaciones entre usuarios. En el caso de este estudio el proceso de división de una coalición será muy poco frecuente, debido a que generalmente los procesos de fusión representan mejoras en los pagos, pero si esto

no ocurre la subrutina debe regresar al estado anterior de la Red (antes de la última fusión).

- La partición donde al menos un usuario ha mejorado su pago (disminuido sus pérdidas), se considera una partición estable, según la Orden de Pareto es la preferida con respecto a todas las particiones que se puedan realizar en el sistema de distribución ya que ninguna otra partición será capaz de llevar a la red a un escenario similar o “mejor” que este estado estable [24]
- El proceso de fusión y división seguirá hasta que una coalición $S_i \in \mathcal{S}$ se haya combinado con todos los vecinos potenciales, es decir el proceso converge cuando no existe ningún otro vecino que permita mejorar los pagos de los usuarios en las coaliciones.

El proceso analizado no es suficiente para la formación de coaliciones, por lo que es necesario definir nuevas subrutinas que determinen los pagos para un jugador $j \in N$ dentro de una coalición. Se debe definir una función de pagos para cada usuario, el mecanismo para la transferencia de potencia entre usuarios y la transferencia de potencia con el transformador [2].

4.3.3.2. Intercambio Cooperativo con Restricciones.

Las definiciones planteadas en el apartado anterior no cuentan con todas las restricciones necesarias para poder analizar una red de distribución en baja tensión real. En estas redes desde el transformador parten una o más líneas de distribución hacia los usuarios, como se ve en la Figura 4.2.1. Estas líneas se extienden hacia cada usuario usando nodos (postes) para su conexión, donde, en cada nodo podremos encontrar o no uno o varios usuarios de la red; por lo tanto, se define un único medio de conexión entre usuarios y transformador. Entonces se necesita que las coaliciones involucren una restricción adicional, la cual es la ruta de conexión transformador- usuarios y usuario-usuario.

El algoritmo debe ser capaz de identificar las posibles rutas para realizar cada intercambio de energía, es decir, debe calcular todas las distancias entre el transformador y cada usuario y las distancias entre usuarios, de las cuales se usará únicamente las distancias que cumplan las condiciones para realizar una coalición ($d_{io} \leq d_{umbral}$ y $d_{ij} \leq d_{umbral}$). Al tener una ruta de conexión establecida, la cual no necesariamente será en línea recta, se puede asumir que todos los intercambios de energía vendedor-comprador deberán pasar por uno o más nodos hasta llegar al comprador, de igual manera si interviene el transformador.

4.3.4. Subrutina: Intercambio Cooperativo de Energía Según las Coaliciones Formadas.

En la subrutina inicial, se dividió al conjunto N de usuarios de la red de distribución en subconjuntos de usuarios compradores y usuarios vendedores, donde el conjunto coalición se expresó como $\mathcal{S} = \mathcal{S}_c \cup \mathcal{S}_v$. Cabe recalcar que los usuarios que autoabastecen su demanda no formarán parte de ninguna coalición. Estas coaliciones pueden tener muchos

enfoques para el intercambio de energía; para la asignación de los vendedores a los compradores, el enfoque que se presenta da preferencia de los compradores en la coalición [4].

Sea la partición S con k vendedores en $S_v \subset S$, siendo $S_v = \{v_1, v_2, v_3, \dots, v_k\}$; y s compradores en $S_c \subset S$, siendo $S_c = \{c_1, c_2, c_3, \dots, c_s\}$; estos conjuntos actuarán en forma secuencial de la siguiente manera [4]:

- El comprador $c_i \in S_c$ elige al vendedor $v_j \in S_v$ que con la transferencia de energía produzca las menores pérdidas, es decir, el vendedor más cercano. Si el vendedor v_j garantiza una potencia de $-Q_{ci}$ al comprador c_i , entonces comprador quedará satisfecho. Caso contrario el comprador c_i comprará toda la potencia disponible a v_j y luego compraría la energía que le falta del siguiente comprador más cercano o que produzca las menores pérdidas.
- Si el comprador c_i no satisface su demanda, el faltante de potencia es comprado al transformador. Por lo tanto, el transformador viene a ser un compensador de energía del sistema, con la capacidad de que cualquier faltante o sobrante de potencia pueda ser vendido o comprado.
- De igual manera si un vendedor tiene todavía un excedente de potencia por vender, y todos los compradores $c_i \in S_c$ han satisfecho su demanda, entonces esta potencia es vendida al transformador.
- Si un comprador $c_i \in S_c$ ha satisfecho su demanda y en la coalición S_i todavía hay compradores, el siguiente comprador b_{i+1} obtendrá su potencia siguiendo el proceso desde primer paso.
- Generalmente no debe existir preferencia en la elección de un comprador o un vendedor que empiece con el intercambio de energía, para simplificar los cálculos numéricos, se establece un orden de prioridad en una coalición $S_i \in S$ donde el comprador que empieza la elección de vendedores es el que tiene mayor demanda entre todos los compradores en la coalición y así en forma descendente los demás compradores irán satisfaciendo su demanda.

De las subrutinas planteadas anteriormente, se puede observar que un comprador o un vendedor realizará el intercambio de energía con el usuario correspondiente más cercano, satisfaciendo primero a los usuarios que tengan mayor demanda, manteniendo este intercambio de energía entre vecinos con las menores distancias posibles.

Una vez obtenidas las coaliciones y los flujos de potencia correspondientes, a continuación, se crea la subrutina para el cálculo de las pérdidas de potencia, la cual se realiza utilizando el proceso matemático del apartado 4.2.

CAPÍTULO V: INTEGRACION DE RESTRICCIONES DE LA RED, SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS.

5.1. Introducción

En este capítulo se presenta los resultados del algoritmo basado en el modelo de intercambio de energía de juegos cooperativos explicado en el capítulo 4. Para este análisis se incorporó restricciones propias de la red (Anexo A) con el fin de implementar el algoritmo en una red de distribución tipo radial, para un caso real. Las respectivas modificaciones se presentan en el apartado 5.2.

La programación correspondiente al algoritmo realizado en MatLab (Anexo J), el cual toma datos desde un documento Excel, que permite variar en un instante de tiempo las potencias y demandas de los usuarios como conjunto, así como de manera individual, guardando los datos generados con el fin de obtener una clara respuesta en el tiempo de la red utilizada.

La metodología utilizada para validar la simulación del programa, será la implementación del mismo en un sistema de distribución radial real, del cual se extraerán los datos respectivos como longitudes de los tramos entre postes, usuarios, coordenadas (X, Y) correspondientes a cada poste que conforme la red de distribución, así como a los usuarios que forman parte de la misma, de igual forma al calibre del conductor utilizado tanto para la red de distribución, como para las acometidas (Anexo B). La red de distribución radial, será tomada de la base de datos de la Empresa Eléctrica Regional Centro sur C.A. (Anexo C).

Lo más relevante en el análisis de resultados en las simulaciones del algoritmo, es analizar los costos y pérdidas de energía en el sistema para un intercambio de energía no cooperativo y cooperativo, con el fin de validar si se pueden generar coaliciones entre Smart Grids respetando las restricciones de la red, reduciendo el promedio de pérdidas y los costos.

5.2. Restricciones del Sistema de Distribución.

Los modelos base utilizado para la programación del algoritmo que fueron utilizados son el modelo de “Desarrollo De Un Algoritmo De Interrelación Para Microrredes De Distribución Eléctrica” por [2] y “Análisis Del Intercambio Cooperativo De Energía Eléctrica Adicionando Restricciones En Microrredes Eléctricas” [4], en los cuales se presenta el algoritmo y las restricciones utilizadas para casos específicos. La principal diferencia con los modelos base que se tomaron para el desarrollo del presente trabajo es la implementación de restricciones para el caso de una red de distribución tipo radial, ya que los trabajos antes mencionados son casos generales en los cuales los miembros pueden formar coaliciones sin tener un camino físico para el intercambio de energía, además los modelos base trabajan a nivel de media y alta tensión. En el presente trabajo se tiene una nueva perspectiva para el intercambio de energía ya que se tiene un caso en el cual los usuarios realizan coalición respetando el medio físico como es la red de distribución en baja

tensión. Las restricciones y cambios que se implementaron para adaptar dichos algoritmos a este trabajo, se describen a continuación:

- Incorporación de un medio o camino físico por el cual se va a transportar la energía, considerando una red de distribución radial. Para ello se incorporaron restricciones de distancias entre usuarios y transformador de distribución y distancias entre usuarios, tomando como referencia las distancias de los respectivos vanos entre postes “nodos” de distribución, además se incorpora una longitud promedio para la longitud de las acometidas respectivas.
- La opción de que, si uno o más usuarios tienen la capacidad de satisfacer su propia demanda, así como el sistema en general, en tal caso el flujo de potencia dentro del sistema “Red Radial” abastecería al sistema sin necesidad de comprar energía del transformador de distribución, prolongando la vida útil del transformador ya que no sería necesario que inyecte o reciba energía del sistema.
- Considerar los precios correspondientes a cada tipo de generación (Anexo D, Anexo E) así como las potencias de demanda para cada usuario en la red planteada, considerando la zona de la red de distribución, y con ello ubicar su respectivo estrato, con el fin de adaptar la simulación con los datos reales de la red planteada.
- El algoritmo realizado permite ingresar datos en Excel de una red real, y tiene dos opciones de cálculo, tanto para un instante de tiempo, como la opción de una evolución en el tiempo, lo cual permite variar la capacidad de generación y de demanda en conjunto, dentro de los límites establecido, asegurando una variación real tanto de la generación como de la demanda para todos los usuarios. En ese mismo análisis, se permite variar la generación y demanda individual de los usuarios, entregando como resultado una gráfica de la red radial modificada para ese instante de tiempo, así como la evolución del vector de pagos. Además, en los resultados se puede ver el análisis de un intercambio no cooperativo y uno cooperativo, así como la venta y compra de energía entre Usuarios y el transformador de distribución en caso que sea necesario, sobrescribiendo el documento original y llevar análisis detallado, pudiendo ver y validar más a fondo los resultados obtenidos.
- Permite ingresar las longitudes de las acometidas por cada usuario, con el fin de tener un cálculo exacto, así como el tipo de cable de la acometida, ya que la resistencia del conductor de distribución es distinta a la resistencia de las acometidas.
- El algoritmo da preferencia a los usuarios con mayor demanda, buscando realizar coaliciones para suplirla con potencia generada por los usuarios vecinos o el transformador, con el fin de generar las mínimas pérdidas posibles en el sistema.

El algoritmo realizado, incorpora las restricciones dichas anteriormente y fue diseñado para una red de distribución tipo radial, el mismo que puede ser utilizado tanto en la etapa de construcción como en la etapa de operación de un proyecto o diseño para una red de distribución en baja tensión.

5.3. Simulación del Algoritmo del Intercambio Cooperativo de Energía en Baja Tensión.

```

UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
INTEGRANTES : MARCO FERNANDO GONZALEZ LEON
ESTEBAN RAFAEL CARDOSO LEON
-----
"INTERCAMBIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN, IMPLEMENTANDO UN ALGORITMO
DE JUEGOS COOPERATIVOS"
-----
-----MENU PRINCIPAL-----
Seleccione la opcion que desee ejecutar:
1._ Datos desde documento de excel.
2._ Evolucion en el tiempo.
3._ Salir

```

Figura 5.3.1 Presentación del programa Intercambio Cooperativo en baja tensión. (Fuente: Propia)

En esta sección, se presenta la simulación del algoritmo desarrollado paso a paso, el mismo que fue descrito en el capítulo IV. Como primer punto se presenta en la Figura 5.3.1 la portada del algoritmo (Anexo J). En la misma presentación se muestra un menú principal, en el cual están las dos opciones de ingreso de datos antes mencionadas. Cabe recalcar que de la red real utilizada se extrajeron los datos pertinentes, la misma que evaluaremos a continuación, para validar el correcto funcionamiento del algoritmo.

Se toma una red real de tipo radial obtenida de la base de datos de la Empresa Eléctrica Centro Sur S.A. (Anexo C) para la validación del algoritmo, esta red consta de 33 usuarios y posee un transformador monofásico cuyos datos se muestran en la Tabla 5.3.1 los mismo que fueron extraídos del geo portal de la empresa (Anexo C).

Tabla 5.3.1 Datos Transformador (Fuente: Geoportal)

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
No.	19934
Propiedad	EERCS
Alimentador	0500080V01
Fase conexión	4
voltaje (KV)	12,702
Potencia (KVA)	37,5
Provincia	1
Cantón	101
Parroquia	10114
Configuración BT	Línea Monofásica
Código Estructura	TRV0006
voltaje Secundario (V)	240
Conf. Lado Media	Línea Monofásica
Cargabilidad (%)	57

A continuación, se presenta algunas características propias del algoritmo:

- El algoritmo puede incorporar n-usuarios, para cualquier red que sea del tipo radial, sin embargo, se tiene ciertos límites como la capacidad del transformador de distribución que tiene que ser menor o igual a 500KVA. Además, en la opción del menú principal, se da una evolución en el tiempo de la potencia de generación y la demanda de cada usuario, estos valores varían dentro de un rango permisible con el fin de crear variaciones reales tanto para la generación como la demanda de energía. Por ejemplo, si tenemos un usuario que incorpore paneles solares, debemos generar la variación real de la potencia generada por dichos paneles.
- Los calibres de los conductores normalmente usados en los sistemas de distribución en BT (Anexo B), son de igual forma tomados para el análisis de la red de distribución real, para este análisis se usa el conductor ACSR 4.
- Se toma una distancia promedio para la longitud de las acometidas, sin embargo, se respeta el tipo de conductor (CABLE AA8000 2x6+6AWG CONCENTRICO AISLADO XLPE 600V 90°C) y su respectiva resistencia (Anexo B), aunque el programa admite la distancia de la acometida de cada usuario, para un cálculo más exacto.
- La distancia umbral será considerada como 80m, sin embargo, se puede considerar mayor, ya que el algoritmo al momento de cada iteración busca una distancia menor con la cual formar coaliciones, aunque tomando como criterio que no exista coaliciones entre usuarios ubicados uno del otro a más de 80m con el fin de no generar pérdidas considerables.
- Las constantes de pérdidas para el transformador de distribución se tomarán en un rango obtenido por [27] (Anexo F).
- Al momento de realizar el análisis de la evolución en el tiempo, lo único que varía es la potencia generada y la demanda, ya sea en conjunto o por usuario. Sin embargo, las coordenadas de ubicación de los mismos, así como de los nodos no se verán afectadas, por el hecho que se debe respetar los caminos o redes descritas por el sistema a analizar.
- Las demandas y las potencias generadas por usuario, varían desde $\pm 33\%$ con el fin de adaptar la variación en el tiempo a un caso real.
- El precio aleatorio para cada usuario se define de la siguiente manera:
 - Si un usuario es comprador o un usuario que autosatisface su demanda y al correr la evolución en el tiempo, la demanda es mayor a la generación, dicho usuario sigue siendo consumidor, por lo cual no cambia el precio establecido.
 - Si un usuario es comprador o un usuario que autosatisface su demanda y al correr la evolución en el tiempo pasan a ser un usuario vendedor, dicho usuario tomara un precio para vender la energía en un rango de 5 ctvs/KWh hasta 52.04 ctv/KWh . Los mismos que representan a la energía hidráulica en pequeña escala y a la energía fotovoltaica, respectivamente (energía más barata hasta la energía más cara). [CONELEC 009/06]

- Si un usuario es vendedor y al correr la evolución en el tiempo, la demanda es mayor a la generación, dicho usuario pasa a ser consumidor, por lo cual el precio pasa a ser el precio establecido por usuario al cual compra la energía.
- De la información otorgada por la base de datos de la EMPRESA REGIONAL CENTRO SUR S.A., la red de distribución tomada pertenece al estrato tipo C, además según el número de medidores por acometida, del (Anexo G) se obtuvo la demanda máxima diversificada (DMD)
- Para las potencias generadas se considera que los usuarios podrán incorporar energía hidráulica a pequeña escala, energía eólica, energía fotovoltaica etc., con potencias entre (0-50) KW.
- Los resultados del estado no cooperativo y del estado cooperativo, como las coaliciones generadas para el estado cooperativo, se guardan en un documento en Excel "RESULTADOS.xlsx" con el fin de extraer los resultados de una manera más fácil, para posteriores usos.

5.3.1. Red de Distribución Radial Tomada Como Base.

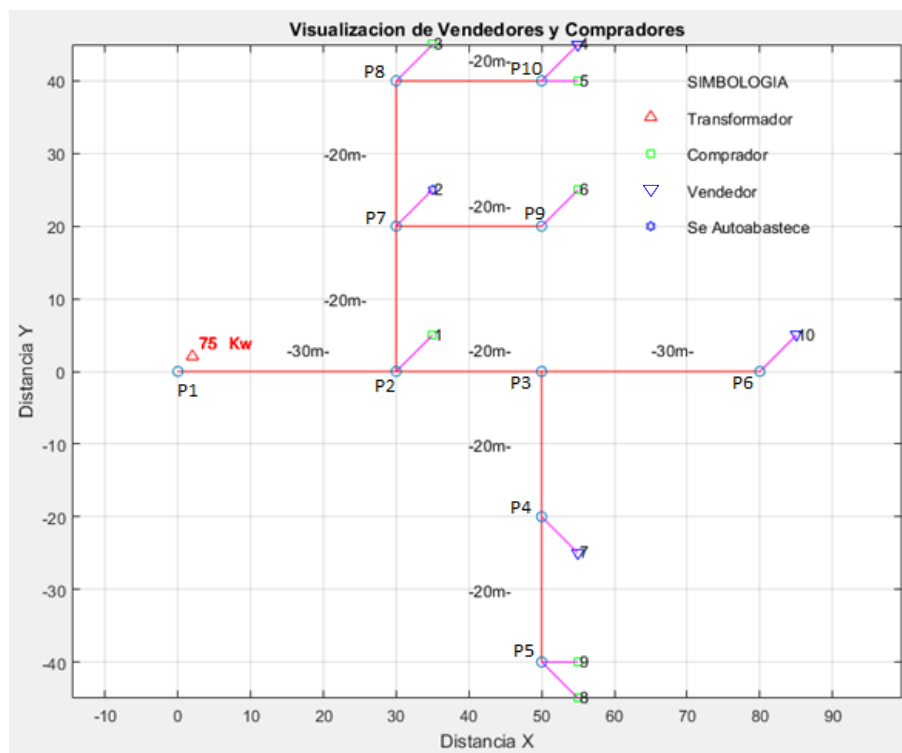


Figura 5.3.2 Figura Red Base (Fuente: Propia)

La red de distribución Figura 5.3.2 que se utilizó como modelo base para realizar las validaciones respectivas tiene 10 usuarios los mismos que cuentan con valores de generación y demanda próximos a los valores reales, además el precio se considera de forma que se aproxime a los valores reales.

En las siguientes tablas se muestra los datos ingresados al algoritmo a través de un archivo en Excel, para la red de la Figura 5.3.2 antes mencionada.

Tabla 5.3.2 Ubicación, y características de los usuarios conectados a la red base (Fuente: Propia)

N°	COORDENADAS		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador-Vendedor	Número de Medidores
	X	Y					
1	35	5	10,28	12,91	0,09	-1	1
2	35	25	2,32	2,32	0,09	0	1
3	35	45	5,29	5,72	0,12	-1	1
4	55	45	13,56	12,68	0,42	1	1
5	55	40	0,00	0,94	0,09	-1	1
6	55	25	3,56	5,76	0,09	-1	1
7	55	-25	6,63	5,11	0,45	1	1
8	55	-45	0,00	0,60	0,09	-1	1
9	55	-40	0,28	1,22	0,09	-1	1
10	85	5	1,43	0,92	0,32	1	1

En la Tabla 5.3.3 se presenta los datos correspondientes al transformador en la cual se define, ubicación, potencia, el precio de venta de la energía eléctrica y la constante de pérdidas.

Tabla 5.3.3 Ubicación y características del transformador de distribución. (Fuente: Propia)

N°	COORDENADAS		Potencia [KW]	Constante de Pérdidas	Precio Energía [\$/KW]
	X	Y			
0	0	0	75	0,02	0,09

Las características del conductor de la red de distribución considerados para el ejemplo base (Tabla 5.3.4).

Tabla 5.3.4 Características del conductor para el modelo base. (Anexo B)

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR				
Resistencia [Ω/Km]	Voltaje BT Bifásico [V]	Voltaje BT Monofásico [V]	Distancia Umbral [m]	Resistencia Acometidas. [Ω/Km]
R	Uo	U1	Du	R
1,35	240	120	50	1,45

Para las coordenadas de los postes que conforman la red de distribución para el caso base, se ingresó los siguientes datos (Tabla 5.3.5).

Tabla 5.3.5 Coordenadas De Los Postes Caso Base (Parte 1) (Fuente: Propia)

No. Poste	CORD.X	CORD.Y
1	0	0
2	30	0

Tabla 5.3.5 Coordenadas De Los Postes Caso Base (Parte 2) (Fuente: Propia)

No. Poste	CORD.X	CORD.Y
3	50	0
4	50	-20
5	50	-40
6	80	0
7	30	20
8	30	40
9	50	20
10	50	40

Los usuarios se conectan con la red mediante acometidas que bajan de cada poste, por lo tanto, su ubicación se da por el poste al que está conectado, además se considera las longitudes de las acometidas para cada usuario (Tabla 5.3.6).

Tabla 5.3.6 Ubicación de usuarios respecto al poste que se conecta y la longitud respectiva de las acometidas. (Fuente: Propia)

No. Usuario	Ubicación Poste	Long. Acom. (m)
1	2	7
2	7	8
3	8	7
4	10	9
5	10	10
6	9	7
7	4	6
8	5	9
9	5	10
10	6	11

Los tramos correspondientes a la red de distribución de poste a poste con su respectiva distancia se presenta en la Tabla 5.3.7.

Tabla 5.3.7 Longitudes de los tramos para el caso base. (Fuente: Propia)

Poste Inicial	Poste Final	Longitud (m)
1	2	30
2	3	20
3	4	20
4	5	20
3	6	30
2	7	20
7	8	20
8	10	20
7	9	20

En el apartado 5.4 se muestra los resultados de la simulación del algoritmo, tanto para el caso base mostrado anteriormente como para el caso real, cuyos datos se muestran en el apartado 5.3.2.

5.3.2. Red de Distribución Real Tipo Radial.

Para este análisis se tomará una red radial de la base de datos de la EMPRESA REGIONAL CENTRO SUR S.A. (Anexo A, Anexo C), en la cual consta los respectivos datos del transformador (Tabla 5.3.1) así como el tipo de estrado, el número de medidores por acometida para obtener la demanda máxima diversificada (DMD) por usuario (Anexo G) para los datos de generación se tomará de los datos reales de generación para instalaciones fotovoltaicas así como para pequeños generadores, para los precios correspondientes se tomará el precio de venta de la Empresa Regional Centro Sur S.A., los precios de venta de energía en la generación por usuario se tomará los datos del Anexo D y Anexo E, el cual corresponde a los valores reales por parte de algunas generadoras en el Ecuador, a continuación se presentan los datos correspondientes a ser ingresados en una archivo Excel.

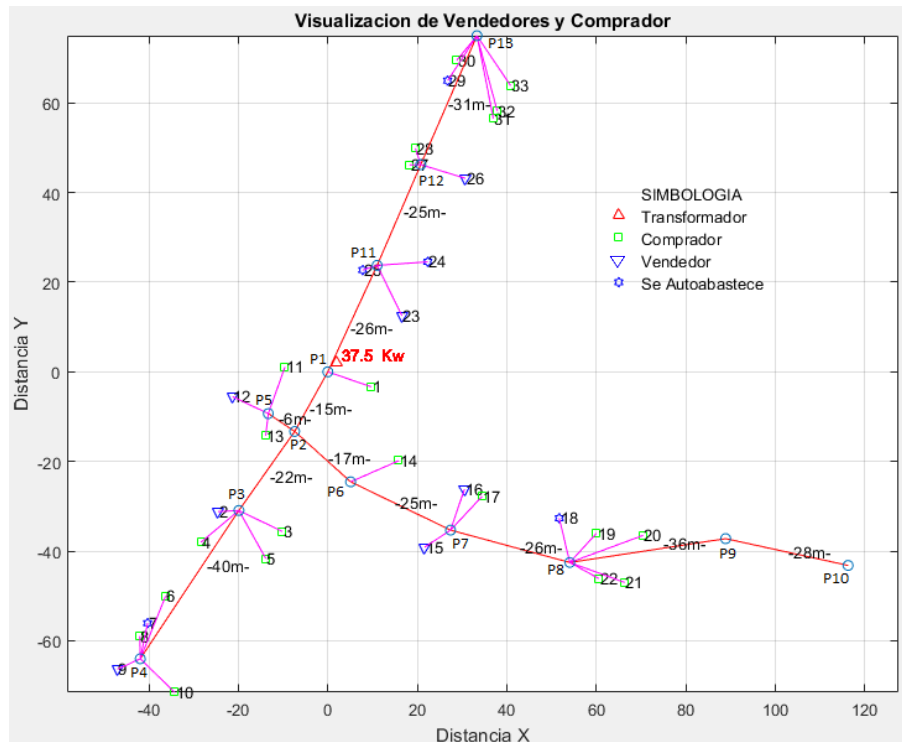


Figura 5.3.3 Red Real Implementada en MatLab. (Fuente: Propia)

En las siguientes tablas se muestra los datos que se van a ingresar a través de un archivo en Excel, para la red real (Anexo A), antes mencionada. Sin embargo, se tiene que cambiar las coordenadas originales de los usuarios dadas por el geo portal de la EMPRESA REGIONAL CENTRO SUR S.A. a coordenadas de origen (0,0), con el fin de tener una mejor visibilidad en los resultados ya que son datos más accesibles para el algoritmo (Tabla 5.3.8).

Tabla 5.3.8 Ubicación, y características de los usuarios conectados a la red (Anexo C). (Fuente: Geoportal)

N°	COORDENADAS X Y		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador- Vendedor	Número de Medidores
1	9,70	-3,34	0	10,04	0,0933	-1	5
2	-24,53	-31,19	5,5	2,99	0,1281	1	1
3	-10,15	-35,63	0	2,98	0,0933	-1	1
4	-28,36	-38,03	0	2,98	0,0933	-1	1
5	-13,86	-41,68	0	2,98	0,0933	-1	1
6	-36,25	-50,05	0	2,98	0,0933	-1	1
7	-40,28	-56,08	4,76	4,76	0,47	0	2
8	-42,01	-58,95	0	2,98	0,0933	-1	1
9	-47,00	-66,34	5,5	2,98	0,1281	1	1
10	-34,24	-71,49	0	4,76	0,0933	-1	2
11	-9,59	1,05	0	2,97	0,0933	-1	1
12	-21,30	-5,53	5,5	2,91	0,1222	1	1
13	-13,89	-14,24	0	2,98	0,0933	-1	1
14	15,85	-19,82	1	2,98	0,0933	-1	1
15	21,62	-39,13	8	4,76	0,1222	1	2
16	30,53	-26,16	5,5	2,98	0,4003	1	1
17	34,46	-27,78	0	2,98	0,0933	-1	1
18	51,70	-32,66	4,76	4,76	0,0933	0	2
19	60,02	-36,03	6	6,54	0,0933	-1	3
20	70,47	-36,48	0	2,98	0,0933	-1	1
21	66,31	-46,99	0	2,98	0,0933	-1	1
22	60,58	-46,14	0	2,98	0,0933	-1	1
23	16,56	12,51	5,5	2,98	0,4003	1	1
24	22,34	24,54	2,98	2,98	0,0933	0	1
25	7,80	22,71	2,98	2,98	0,0933	0	1
26	30,74	43,17	10	2,98	0,1222	1	1
27	18,27	46,16	0	4,76	0,0933	-1	2
28	19,54	49,89	0	2,97	0,0933	-1	1
29	26,77	64,97	4,76	4,76	0,0933	0	2
30	28,79	69,49	5	11,16	0,0933	-1	6
31	36,99	56,50	4	4,76	0,0933	-1	2
32	37,85	58,22	4	4,76	0,0933	-1	2
33	40,81	63,88	2,5	2,96	0,0933	-1	1

En la Tabla 5.3.1 se presenta los datos correspondientes al transformador de la red extraídos de la base de datos de la EMPRESA REGIONAL CENTRO SUR S.A. (Anexo C), en la siguiente Tabla 5.3.9 se define, ubicación, potencia, precio de venta de la energía eléctrica (0.0933\$/KW h según datos del Arconel), y constante de pérdidas para un transformador de distribución (ANEXO F).

Tabla 5.3.9 Coordenadas reales y características del transformador de distribución (Anexo C). (Fuente: Geoportal)

COORDENADAS REALES DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN					
N°	COORDENADAS		Potencia [KW]	Constante de Pérdidas	Precio Energía [\$/KW]
	X	Y			
19934	719948,4003	9678245,3909	37,5	0,02	0,0933

Las coordenadas del poste No. 87316 en el que se encuentra ubicado el transformador de distribución mostradas en la Tabla 5.3.9 están referidas por el geo portal, tomadas de la base de datos de la Empresa Regional Centro Sur S.A, en las cuales las coordenadas x=719948,4003 e y= 9678245,3909 pertenecen a la parroquia Yanuncay entre las calles Lope de Vega y los Juglares (Figura 5.3.4).

Figura 5.3.4 Foto referencia del transformador. (Fuente: <https://www.google.com/maps>)

Para el análisis, las coordenadas del transformador se consideran en (0,0), lo que permite tener una mejor referencia sobre la ubicación del transformador de distribución y los usuarios de la red.

Tabla 5.3.10 Coordenadas consideradas para el análisis (Anexo A). (Fuente: Propia)

COORDENADAS (0,0) DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION					
N°	COORDENADAS		Potencia [KW]	Constante de Pérdidas	Precio Energía [\$/KW]
	X	Y			
19934	0	0	37,5	0,02	0,0933

Los datos correspondientes al conductor se presentan en la Tabla 5.3.11, las características del conductor de la red de distribución real es calibre ACSR 4, en la cual los valores de resistencia en Ω/km vienen dados el ANEXO B, además se toma una distancia umbral de 50 m con el fin de no generar pérdidas considerables con coaliciones que sean a una distancia superior, cabe mencionar que el calibre depende de la potencia a transportar

(corriente) y como recomendación para un análisis futuro considerar todos los calibres usados en las redes de BT con el fin de preservar los de menor calibre, reduciendo costos al no sobredimensionar las redes, además se presenta el conductor usado en las acometidas (CABLE AA8000 2x6+6AWG CONCENTRICO AISLADO XLPE 600V 90°C) (ANEXO B), con el fin de realizar un cálculo más exacto. (Tabla 5.3.4)

Tabla 5.3.11 Características del conductor para el modelo de la red de distribución real. (Fuente: Propia)

Resistencia [Ω/Km]	Voltaje BT [V]	Voltaje BT [V]	Distancia Umbral [m]	Resistencia Acom. [Ω/Km]
<i>R</i>	<i>U_o</i>	<i>U₁</i>	<i>D_u</i>	<i>R</i>
1,35	240	120	50	1,45

Las coordenadas de los postes que conforman la red de distribución del (Anexo A), han sido reubicadas a las coordenadas (0,0) con el fin de tener datos más accesibles para el cálculo de distancias del algoritmo (Tabla 5.3.12).

Tabla 5.3.12 Coordenadas De Los Postes Para La Red De Distribución Real. (Fuente: Propia)

No. Poste Real	No. Poste Análisis	CORD.X	CORD.Y
87316	1	0,0	0,0
Nodo	2	-7,4	-13,3
388233	3	-19,9	-30,9
353373	4	-41,9	-64,0
87318	5	-13,3	-9,3
87319	6	5,1	-24,5
87324	7	27,4	-35,3
87323	8	54,1	-42,5
87321	9	88,9	-37,2
87320	10	116,2	-43,2
87315	11	11,0	23,7
87314	12	20,8	46,2
87313	13	33,3	75,0

En la Tabla 5.3.12 para el análisis, los puntos de cruces o empalme de líneas, como se ve en la Figura 5.3.5 se consideró como un nodo, el cual fue usado para facilitar el cálculo del vector de distancias



Figura 5.3.5 Puente De Las Líneas De Distribución De La Red De Distribución. (Fuente: Propia)

Los usuarios se conectan con la red mediante acometidas que bajan de cada poste, por lo tanto, su ubicación se da por el poste al que está conectado, se tomó una distancia promedio, sin embargo, el código admite la distancia de las acometidas respectivas para cada usuario (Tabla 5.3.13).

Tabla 5.3.13 Ubicación de usuarios respecto al poste que se conecta. (Fuente: Propia)

No. Usuario	Ubicación Poste	Long. Acom. (m)	No. Usuario	Ubicación Poste	Long. Acom. (m)
1	1	7	18	8	7
2	3	8	19	8	9
3	3	9	20	8	8
4	3	8	21	8	9
5	3	11	22	8	7
6	4	7	23	11	11
7	4	9	24	11	7
8	4	7	25	11	7
9	4	7	26	12	11
10	4	8	27	12	7
11	5	9	28	12	9
12	5	7	29	13	8
13	5	11	30	13	9
14	6	8	31	13	7
15	7	7	32	13	10
16	7	10	33	13	8
17	7	7			

Los tramos correspondientes a la red de distribución (Anexo A) con su punto de partida y llegada y su respectiva distancia se ven en la Tabla 5.3.14.

Tabla 5.3.14 Longitudes de los tramos para la red de distribución real. (Fuente: Propia)

Poste Inicial	Poste Final	Longitud (m)
1	2	15
2	3	22
3	4	40
2	5	6
2	6	17
6	7	25
7	8	26
8	9	36
9	10	28
1	11	26
11	12	25
12	13	31

5.4. Validación de Resultados.

Con la información obtenida en el apartado 0, se procede a la simulación del algoritmo para las dos redes planteadas, tanto para el caso base como para el caso real, presentando los análisis respectivos como las pérdidas para el caso de juego no cooperativo como para el juego cooperativo, así como el costo de las pérdidas en ambos casos, con lo cual se pretende validar el correcto funcionamiento del algoritmo, referente a realizar las correctas coaliciones, con el fin de reducir el promedio de pérdidas y el vector pagos, así como la correcta variación en el tiempo, tanto para la generación, demanda y la asignación respectiva de precios.

5.4.1. Validación Para el Ejemplo del Caso Base.

- **Caso 1:** Todos los usuarios son consumidores.

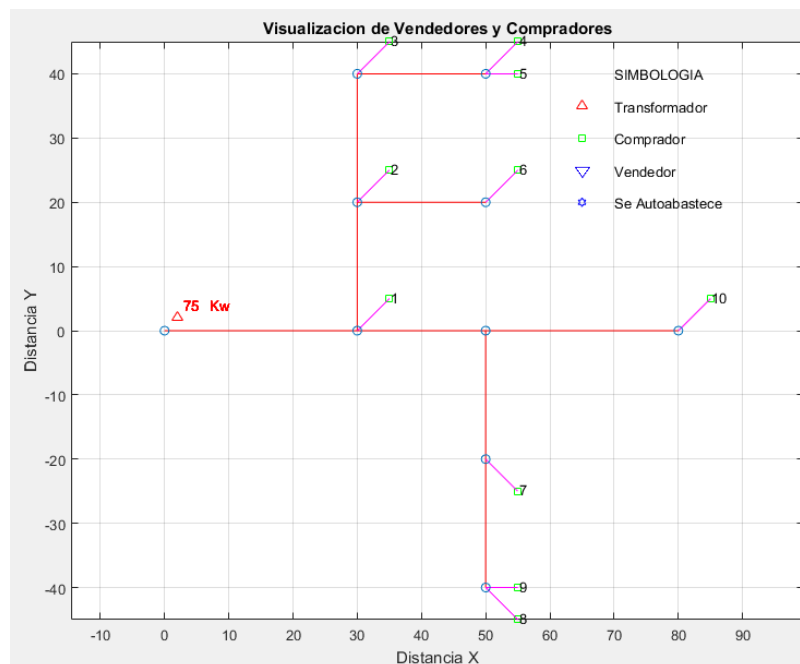


Figura 5.4.1 Caso 1 Todos Los Usuarios Son Consumidores. (Fuente: Propia)

En la Figura 5.4.1, se muestra los usuarios que conforman la red, definiendo su función como compradores (Tabla 5.4.1).

Tabla 5.4.1 Datos De Los Usuarios Caso 1. (Fuente: Propia)

N°	COORDENADAS		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador-Vendedor	Número de Medidores
	X	Y					
1	35	5	0	11	0,09	-1	1
2	35	25	0	7	0,09	-1	1
3	35	45	0	5,2	0,09	-1	1
4	55	45	0	12,9	0,09	-1	1
5	55	40	0	2,9	0,09	-1	1
6	55	25	0	4,4	0,09	-1	1
7	55	-25	0	5,5	0,09	-1	1
8	55	-45	0	6,9	0,09	-1	1
9	55	-40	0	3,2	0,09	-1	1
10	85	5	0	2,2	0,09	-1	1

A continuación, se presenta el análisis del estado no cooperativo para la red base antes mencionada.

Tabla 5.4.2 Estado no cooperativo para la red base, caso 1.(Parte 1) (Fuente: Propia)

No	Qi	Li óptimo	Pio	Costo por Pérdidas
1	-11	11,2245	0,2245	-0,0202
2	-7	7,1429	0,1429	-0,0129
3	-5,2	5,3061	0,1061	-0,0096
4	-12,9	13,1633	0,2633	-0,0237
5	-2,9	2,9592	0,0592	-0,0053
6	-4,4	4,4898	0,0898	-0,0081
7	-5,5	5,6123	0,1123	-0,0101
8	-6,9	7,0408	0,1408	-0,0127
9	-3,2	3,2653	0,0653	-0,0059
10	-2,2	2,2449	0,0449	-0,0040

Como se puede observar en la Tabla 5.4.2 todos los usuarios comprar energía al transformador, por tal motivo el transformador de distribución deberá abastecer de la potencia que necesita el usuario más las pérdidas que conlleva ese flujo de potencia, con lo que podemos ver lo mencionado en el apartado 4.2.2, la ecuación (4.5) se cumple.

Como resultado de este análisis se obtuvo que el promedio de pérdidas no cooperativo es: 0.12491 kW

No existen coaliciones posibles ya que todos los usuarios son compradores.

- **Caso 2:** Todos los usuarios son vendedores.

En la Figura 5.4.2, se muestra los usuarios que conforman la red, definiendo su función como vendedores de energía Tabla 5.4.3

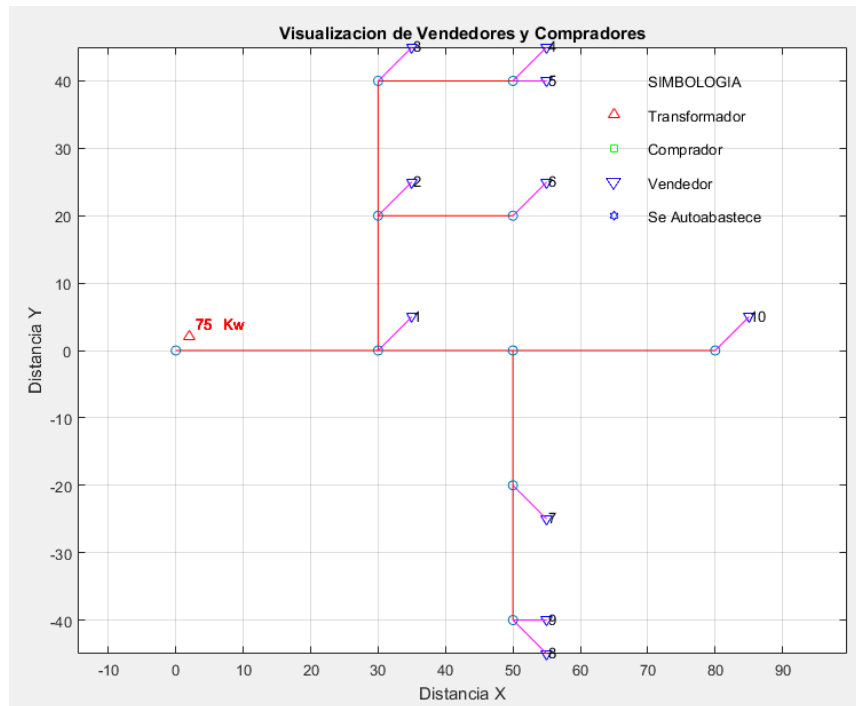


Figura 5.4.2 Caso 2 Todos Los Usuarios Son Vendedores. (Fuente: Propia)

Tabla 5.4.3 Datos Usuarios Vendedores, Caso 2. (Fuente: Propia)

N°	COORDENADAS X Y		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador- Vendedor	Número de Medidores
1	35	5	11	0	0,12	1	1
2	35	25	7	0	0,12	1	1
3	35	45	5,2	0	0,12	1	1
4	55	45	12,9	0	0,12	1	1
5	55	40	2,9	0	0,12	1	1
6	55	25	4,4	0	0,12	1	1
7	55	-25	5,5	0	0,12	1	1
8	55	-45	6,9	0	0,12	1	1
9	55	-40	3,2	0	0,12	1	1
10	85	5	2,2	0	0,12	1	1

En la Tabla 5.4.3 se aprecia los datos correspondientes a los usuarios para el caso base en el cual todos son vendedores, por tal motivo la columna de potencia generada debe mayor a la demanda, además el estado se considera 1 para el caso en el que el usuario es vendedor de energía.

A continuación, se presenta el análisis del estado no cooperativo para la red base antes mencionada.

Tabla 5.4.4 Estado no cooperativo para la red base, caso 2. (Fuente: Propia)

No	Q_i	L_i óptimo	P_{io}	Costo por Pérdidas
1	11	10,7843	0,2200	-0,0264
2	7	6,8627	0,1400	-0,0168
3	5,2	5,0980	0,1040	-0,0125
4	12,9	12,6470	0,2581	-0,0310
5	2,9	2,8431	0,0580	-0,0070
6	4,4	4,3137	0,0880	-0,0106
7	5,5	5,3921	0,1100	-0,0132
8	6,9	6,7647	0,1380	-0,0166
9	3,2	3,1373	0,0640	-0,0077
10	2,2	2,1569	0,0440	-0,0053

En la Tabla 5.4.4 todos los usuarios pasan a vender energía al transformador de distribución, por lo cual el transformador deberá recibir esa energía proveniente de los usuarios generadores menos las pérdidas de potencia generadas por esta venta, cumpliendo de esta manera la ecuación (4.10)

El análisis de obtuvo que el promedio de pérdidas no cooperativo es: 0.12241 KW

No existen coaliciones posibles ya que todos los usuarios son vendedores.

Comparando los dos casos, el caso 1 y el caso 2 antes mencionados, cuando todos los usuarios son compradores y vendedores respectivamente interactuando con el transformador de distribución, se puede observar que existe mayores pérdidas cuando los usuarios son compradores de energía, y si los usuarios son todos vendedores de energía el promedio de pérdidas se reduce un 2.014%

- **Caso 3:** Existe usuarios compradores, vendedores y usuarios que autoabastecen su demanda.

En la Figura 5.4.3 se muestra los usuarios que conforman la red, definiendo su función como vendedores, compradores y además se presenta el caso en el que uno o más usuarios satisfacen su propia demanda de energía Tabla 5.3.2.

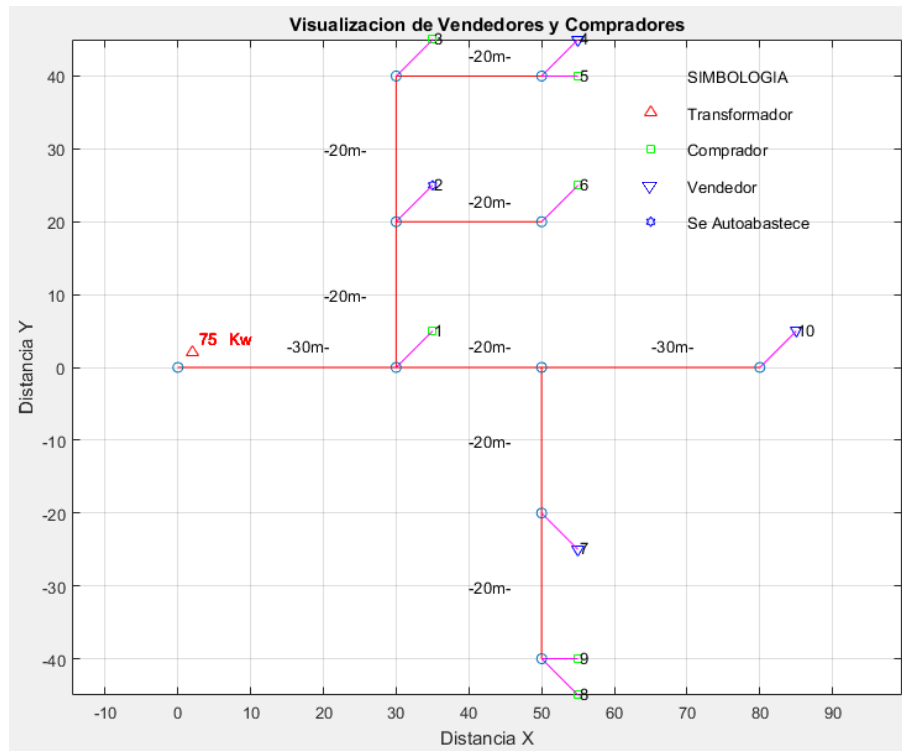


Figura 5.4.3 Caso 3 Usuarios Compradores, Vendedores Y Usuarios Que Autoabastecen Su Demanda. (Fuente: Propia)

Para el ingreso de datos de los usuarios, tales como la ubicación, potencias de generación, demandas y precios nos referimos a la Tabla 5.3.2, en la que se aprecia los datos correspondientes a los usuarios para el análisis de la red base en el que los usuarios son compradores, vendedores y casos en los que uno o más usuarios autoabastecen su propia demanda como el usuario no.2, además en el estado se considera 1 para el caso en el que el usuario es vendedor de energía, -1 compradores y 0 en el caso que el usuario autoabastece su propia demanda de energía.

A continuación, se presenta el análisis del estado no cooperativo para la red base antes mencionada.

Tabla 5.4.5 Estado no cooperativo para la red base, caso 3. (Fuente: Propia)

No	Q_i	L_i óptimo	P_{io}	Costo por Pérdidas
1	-2,63429	2,6880	0,0538	-0,0048
2	0	0,0000	0,0000	0,0000
3	-0,43026	0,4390	0,0088	-0,0011
4	0,87448	0,8573	0,0175	-0,0074
5	-0,94479	0,9641	0,0193	-0,0017
6	-2,20503	2,2500	0,0450	-0,0041
7	1,5199	1,4901	0,0304	-0,0137
8	-0,59619	0,6084	0,0122	-0,0011
9	-0,93824	0,9574	0,0191	-0,0017
10	0,51101	0,5010	0,0102	-0,0032

En el intercambio no cooperativo, los usuarios compradores como los usuarios vendedores, solo compran energía del transformador de distribución y de igual manera los usuarios que venden energía venden al transformador de distribución, como se puede observar en la Tabla 5.4.5 compran y venden energía al transformador además de satisfacer su demanda como el caso del usuario No.2, por tal motivo el transformador de distribución deberá abastecer de la potencia que necesita el usuario comprador más las pérdidas que conlleva ese flujo de potencia, con lo que podemos ver que la ecuación (4.5) se cumple, y en el caso que el usuario vende energía al transformador de distribución, el transformador debe recibir esa energía proveniente de los usuarios vendedores menos las pérdidas de potencia generadas por esta venta, cumpliendo con la ecuación (4.10).

El promedio de pérdidas no cooperativo es: 0.021625 kW.

A continuación, se presenta el análisis del estado cooperativo para la red base antes mencionada.

Tabla 5.4.6 Estado cooperativo para la red base, caso 3. (Fuente: Propia)

Vendedor	Comprador	P_{ij}	P_{jo}	P_{io}	Coaliciones Realizadas
0	1	0	0,05376185	0	
0	6	0	0,04500199	0	
10	0	0	0	0,01022021	
4	5	9,48252E-08	0	0	coalición 1
0	5	0	0,00143483	0	
0	3	0	0	0	
7	9	3,2747E-07	0	0	coalición 2
7	8	1,25859E-07	0	0	coalición 3
0	8	0	0,00029651	0	

En el análisis cooperativo para la red tomada como base, se puede observar que se formaron 3 coaliciones Tabla 5.4.6 entre los usuarios 4-5, 7-8, 7-9, vendedor comprador respectivamente, en la coalición entre el vendedor 4 y el comprador 5 se puede ver que la potencia entregada por 4 no satisface totalmente la demanda del usuario 5, por lo cual el transformador de distribución abastece la potencia faltante, de igual forma con las coaliciones 2 y 3, en las cuales el vendedor 7 abastece a los consumidores 8 y 9, en cuanto al usuario 9 el vendedor 7 abastecerlo en su totalidad, sin embargo al usuario 8 no, por lo cual el transformador cubre la demanda faltante. En cuanto a los demás usuarios no formaron coaliciones y siguen comprando y vendiendo energía con el transformador de distribución, en el caso de los usuarios 1 con una demanda de -2,63kw y 10 con una potencia excedente de 0,51kw, comprador vendedor respectivamente, para obtener un bien común, es decir lograr que el promedio de pérdidas sea el menor, resulta más conveniente que el usuario 1 compre al transformador, ya que la distancia es menor, sin embargo aunque para el usuario 10 la distancia es mayor, el usuario 10 es vendedor, por lo cual las pérdidas de energía como vimos en la ecuación (4.10) resultan menores, resultando en un bien común para el sistema, reduciendo el promedio de pérdidas, mediante un juego cooperativo.

A continuación, se muestra la evolución del vector de pagos Figura 5.4.4 en el cual para el ejemplo base caso3 se realizaron 5 iteraciones, en la Tabla 5.4.7 se muestran los pagos en el caso no cooperativo, y los pagos al finalizar las iteraciones para el caso cooperativo.

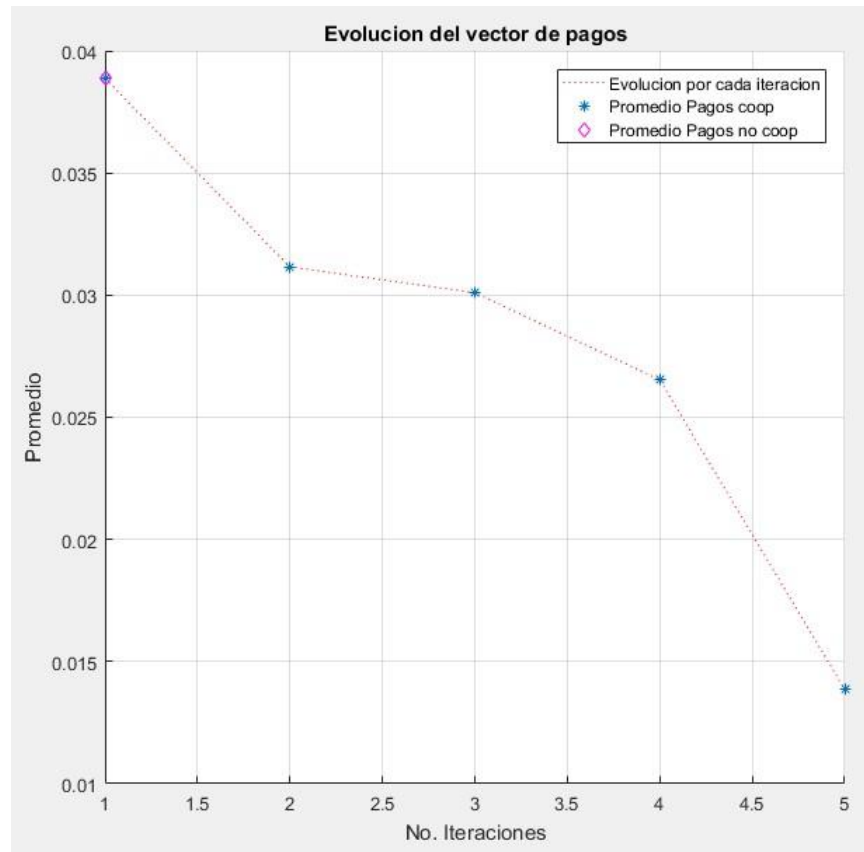


Figura 5.4.4 evolución del vector de pagos para el caso 3 de la red base. (Fuente: Propia)

Tabla 5.4.7 Vector De Pagos Para El Caso No Cooperativo Y Cooperativo. (Fuente: Propia)

No	VECTOR DE PAGOS	
	NO COOP	COOP
1	-0.0048	0.0048
2	0	0
3	-0.0011	-0.0001
4	-0.0074	-0.0010
5	-0.0017	-0.0002
6	-0.0041	-0.0041
7	-0.0137	-0.0002
8	-0.0011	-0.0000
9	-0.0017	-0.0000
10	-0.0032	-0.0032

A continuación, se presenta en Tabla 5.4.8 en la cual se presenta las potencia de los usuarios vendedores, así como la potencia comprada para los usuarios compradores, tanto para el caso no cooperativo como para el caso cooperativo.

Tabla 5.4.8 Potencias de cada usuario. (Fuente: Propia)

USUARIOS VENDEDORES		Usuarios Compradores				U. AUTOABASTECIDOS	
		No Coop.		Coop.			
No.	Pot. Vendida (KW)	No.	Pot. Comprada (KW)	No.	Pot. Comprada (KW)	No.	Potencia (KW)
4	0,8745	1	2,6880	1	2,6880	2	2,32
7	1,5199	3	0,4390	3	0,4390		
10	0,5110	5	0,9641	5	0,9462		
		6	2,2500	6	2,2500		
		8	0,5964	8	0,5965		
		9	0,9574	9	0,9382		

En cuanto a los usuarios que formaron coaliciones, la potencia de pérdidas se reduce, dando como resultado una correcta formación de coaliciones para generar un bien común, el cual es disminuir el promedio de pérdidas del sistema.

Finalmente se muestra cuanto se reduce el promedio de pérdidas

Promedio de Pérdidas NO cooperativo. es: 0.021625kw.

Promedio de Pérdidas cooperativas. es: 0.013839kw.

El promedio de pérdidas se redujo un: 36.0025%

5.4.2. Validación de Resultados Para el Ejemplo de la Red de Distribución Real.

- **Caso 1:** Todos los usuarios son consumidores.

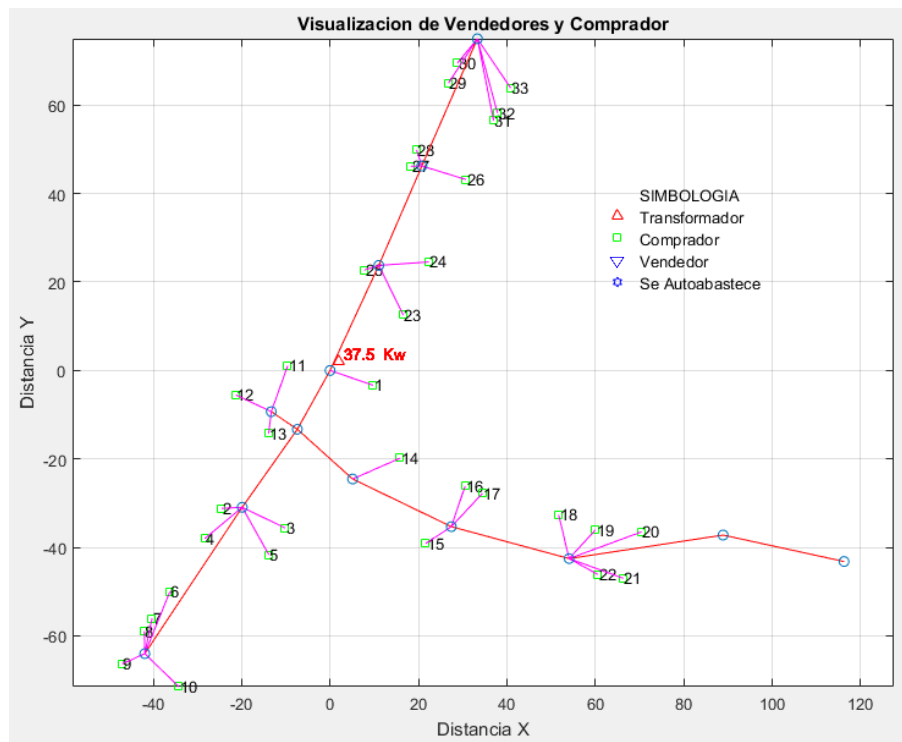


Figura 5.4.5 Caso 1 Todos Los Usuarios Son Consumidores. (Fuente: Propia)

En la Figura 5.4.5, se muestra los usuarios que conforman la red de distribución, definiendo su función como Tabla 5.4.9

Tabla 5.4.9 Datos De Los Usuarios Caso 1. (Fuente: Propia)

Nº	COORDENADAS X Y		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado comprador- vendedor	Número de medidores
1	9,70	-3,34	0	10,04	0,0933	-1	5
2	-24,53	-31,19	0	2,99	0,0933	-1	1
3	-10,15	-35,63	0	2,98	0,0933	-1	1
4	-28,36	-38,03	0	2,98	0,0933	-1	1
5	-13,86	-41,68	0	2,98	0,0933	-1	1
6	-36,25	-50,05	0	2,98	0,0933	-1	1
7	-40,28	-56,08	0	4,76	0,0933	-1	2
8	-42,01	-58,95	0	2,98	0,0933	-1	1
9	-47,00	-66,34	0	2,98	0,0933	-1	1
10	-34,24	-71,49	0	4,76	0,0933	-1	2
11	-9,59	1,05	0	2,97	0,0933	-1	1
12	-21,30	-5,53	0	2,91	0,0933	-1	1
13	-13,89	-14,24	0	2,98	0,0933	-1	1
14	15,85	-19,82	0	2,98	0,0933	-1	1
15	21,62	-39,13	0	4,76	0,0933	-1	2
16	30,53	-26,16	0	2,98	0,0933	-1	1
17	34,46	-27,78	0	2,98	0,0933	-1	1
18	51,70	-32,66	0	4,76	0,0933	-1	2
19	60,02	-36,03	0	6,54	0,0933	-1	3
20	70,47	-36,48	0	2,98	0,0933	-1	1
21	66,31	-46,99	0	2,98	0,0933	-1	1
22	60,58	-46,14	0	2,98	0,0933	-1	1
23	16,56	12,51	0	2,98	0,0933	-1	1
24	22,34	24,54	0	2,98	0,0933	-1	1
25	7,80	22,71	0	2,98	0,0933	-1	1
26	30,74	43,17	0	2,98	0,0933	-1	1
27	18,27	46,16	0	4,76	0,0933	-1	2
28	19,54	49,89	0	2,97	0,0933	-1	1
29	26,77	64,97	0	4,76	0,0933	-1	2
30	28,79	69,49	0	11,16	0,0933	-1	6
31	36,99	56,50	0	4,76	0,0933	-1	2
32	37,85	58,22	0	4,76	0,0933	-1	2
33	40,81	63,88	0	2,96	0,0933	-1	1

En la Tabla 5.4.9 se aprecia los datos correspondientes a los usuarios para el análisis de la red de distribución real, en el cual todos son consumidores, por tal motivo la columna de potencia generada debe ser igual a cero, además el estado se considera -1 para el caso en el que el usuario es comprador.

A continuación, se presenta el análisis no cooperativo para el caso 1, en el análisis de la red de distribución real.

Tabla 5.4.10 Estado No Cooperativo Para La Red De Distribución Real Caso 1.(Fuente: Propia)

No	Q_i	$L_{i\text{optimo}}$	P_{i0}	Costo por pérdidas \$
1	-10,04	10,24491	0,20491	-0,02049
2	-2,99	3,05103	0,06103	-0,00610
3	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
4	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
5	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
6	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
7	-4,76	4,85719	0,09719	-0,00972
8	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
9	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
10	-4,76	4,85719	0,09719	-0,00972
11	-2,97	3,03062	0,06062	-0,00606
12	-2,91	2,96939	0,05939	-0,00594
13	-2,98	3,04082	0,06082	-0,00608
14	-2,98	3,04082	0,06082	-0,00608
15	-4,76	4,85718	0,09718	-0,00972
16	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
17	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
18	-4,76	4,85719	0,09719	-0,00972
19	-6,54	6,67356	0,13356	-0,01336
20	-2,98	3,04084	0,06084	-0,00608
21	-2,98	3,04084	0,06084	-0,00608
22	-2,98	3,04084	0,06084	-0,00608
23	-2,98	3,04082	0,06082	-0,00608
24	-2,98	3,04082	0,06082	-0,00608
25	-2,98	3,04082	0,06082	-0,00608
26	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00608
27	-4,76	4,85717	0,09717	-0,00972
28	-2,97	3,03062	0,06062	-0,00606
29	-4,76	4,85719	0,09719	-0,00972
30	-11,16	11,38802	0,22802	-0,02280
31	-4,76	4,85719	0,09719	-0,00972
32	-4,76	4,85719	0,09719	-0,00972
33	-2,96	3,02043	0,06043	-0,00604

Como se puede observar en la Tabla 5.4.10 todos los usuarios comprar energía al transformador, así en un instante de tiempo el usuario compra energía al transformador de distribución, por tal motivo el transformador de distribución deberá abastecer de la potencia que necesita el usuario más las pérdidas que conlleva ese flujo de potencia, con lo que

podemos ver que la ecuación (4.5) se cumple, por lo tanto la potencia que debe entregar el transformador a cada usuario es la columna Li óptimo de la Tabla 5.4.10, en la que se considera la demanda del usuario comprador más las respectivas pérdidas de potencia.

El promedio de pérdidas no cooperativo es: 0.081218 kW y no existen coaliciones posibles ya que todos los usuarios son compradores.

- **Caso 2:** Todos Los Usuarios De La Red De Distribución Real Son Vendedores.

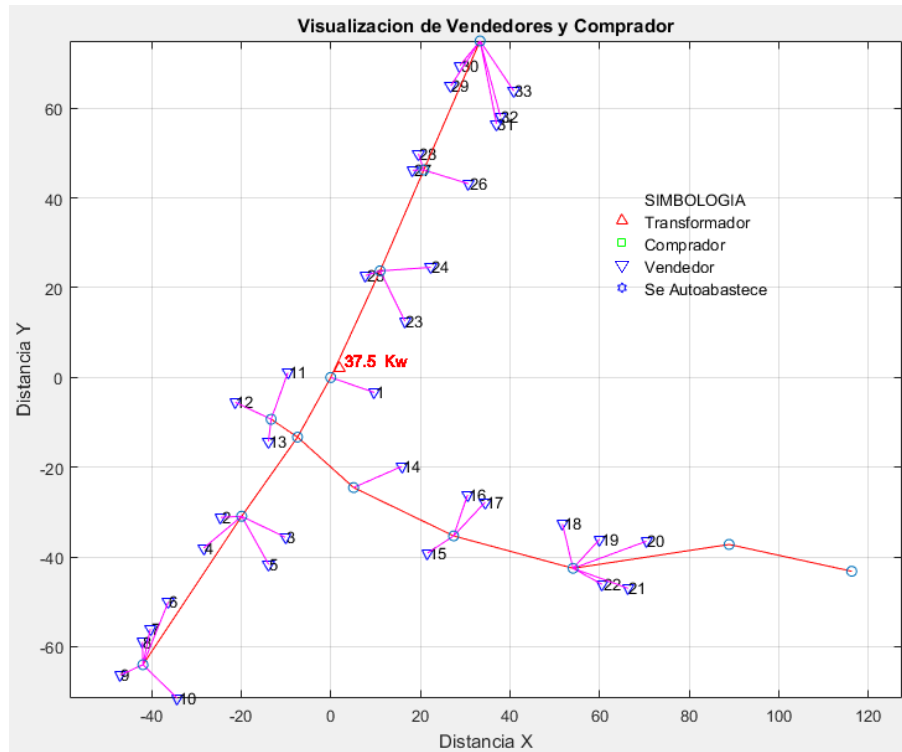


Figura 5.4.6 Caso 2 Todos Los Usuarios De La Red De Distribución Real Son Vendedores (Fuente: Propia)

En la Figura 5.4.6, se muestra los usuarios que conforman la red, definiendo su función como vendedores de energía. (Tabla 5.4.11)

Tabla 5.4.11 Todos los Usuarios De La Red De Distribución Real Vendedores. (Parte 1) (Fuente: Propia)

N°	COORDENADAS X Y		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador- Vendedor	Número de Medidores
1	9,70	-3,34	10,04	0	0,1222	1	5
2	-24,53	-31,19	2,99	0	0,1222	1	1
3	-10,15	-35,63	2,98	0	0,1281	1	1
4	-28,36	-38,03	2,98	0	0,4003	1	1
5	-13,86	-41,68	2,98	0	0,1281	1	1
6	-36,25	-50,05	2,98	0	0,1222	1	1
7	-40,28	-56,08	4,76	0	0,4003	1	2
8	-42,01	-58,95	2,98	0	0,1281	1	1
9	-47,00	-66,34	2,98	0	0,4003	1	1

Tabla 5.4.11 Todos los Usuarios De La Red De Distribución Real Vendedores. (Parte 2) (Fuente: Propia)

N°	COORDENADAS X Y		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador- Vendedor	Número de Medidores
10	-34,24	-71,49	4,76	0	0,4003	1	2
11	-9,59	1,05	2,97	0	0,1222	1	1
12	-21,30	-5,53	2,91	0	0,4003	1	1
13	-13,89	-14,24	2,98	0	0,4003	1	1
14	15,85	-19,82	2,98	0	0,1281	1	1
15	21,62	-39,13	4,76	0	0,4003	1	2
16	30,53	-26,16	2,98	0	0,1222	1	1
17	34,46	-27,78	2,98	0	0,4003	1	1
18	51,70	-32,66	4,76	0	0,1281	1	2
19	60,02	-36,03	6,54	0	0,4003	1	3
20	70,47	-36,48	2,98	0	0,0933	1	1
21	66,31	-46,99	2,98	0	0,4003	1	1
22	60,58	-46,14	2,98	0	0,4003	1	1
23	16,56	12,51	2,98	0	0,1222	1	1
24	22,34	24,54	2,98	0	0,4003	1	1
25	7,80	22,71	2,98	0	0,4003	1	1
26	30,74	43,17	2,98	0	0,1281	1	1
27	18,27	46,16	4,76	0	0,0933	1	2
28	19,54	49,89	2,97	0	0,4003	1	1
29	26,77	64,97	4,76	0	0,4003	1	2
30	28,79	69,49	11,16	0	0,1281	1	6
31	36,99	56,50	4,76	0	0,4003	1	2
32	37,85	58,22	4,76	0	0,1281	1	2
33	40,81	63,88	2,96	0	0,1222	1	1

En las Tabla 5.4.11 se aprecia los datos correspondientes a los usuarios para el caso en el cual se analiza la red de distribución real para el caso en el cual todos los usuarios son vendedores de energía, por tal motivo la columna de potencia generada debe mayor a la demanda, además el estado se considera 1 para el caso en el que el usuario es vendedor de energía.

A continuación, se presenta el análisis no cooperativo para el caso 2, en el análisis de la red de distribución real.

Tabla 5.4.12 Estado No Cooperativo Para La Red De Distribución Real, Caso 2 (Parte 1) (Fuente: Propia)

No	Q_i	L_i óptimo	P_{io}	Costo por pérdidas
1	10,04	9,84313	0,20081	-0,01874
2	2,99	2,93136	0,05981	-0,00558
3	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
4	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
5	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
6	2,98	2,92155	0,05962	-0,00556

Tabla 5.4.12 Estado No Cooperativo Para La Red De Distribución Real, Caso 2 (Parte 2) (Fuente: Propia)

No	Q_i	L_i óptimo	P_{io}	Costo por pérdidas
7	4,76	4,66663	0,09524	-0,00889
8	2,98	2,92155	0,05962	-0,00556
9	2,98	2,92155	0,05962	-0,00556
10	4,76	4,66663	0,09524	-0,00889
11	2,97	2,91176	0,05941	-0,00554
12	2,91	2,85294	0,05821	-0,00543
13	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
14	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
15	4,76	4,66664	0,09523	-0,00889
16	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
17	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
18	4,76	4,66662	0,09525	-0,00889
19	6,54	6,41168	0,13089	-0,01221
20	2,98	2,92155	0,05962	-0,00556
21	2,98	2,92155	0,05962	-0,00556
22	2,98	2,92155	0,05962	-0,00556
23	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
24	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
25	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
26	2,98	2,92156	0,05961	-0,00556
27	4,76	4,66664	0,09523	-0,00888
28	2,97	2,91175	0,05941	-0,00554
29	4,76	4,66662	0,09525	-0,00889
30	11,16	10,94094	0,22345	-0,02085
31	4,76	4,66662	0,09525	-0,00889
32	4,76	4,66662	0,09525	-0,00889
33	2,96	2,90194	0,05922	-0,00553

En la Tabla 5.4.12 todos los usuarios pasan a vender venden energía al transformador de distribución, por lo cual el transformador deberá recibir esa energía proveniente de los usuarios generadores menos las pérdidas de potencia generadas por esta venta, cumpliendo así la ecuación (4.10).

El promedio de pérdidas no cooperativo es: 0.079592 KW

No existen coaliciones posibles ya que todos los usuarios son vendedores.

Comparando los dos casos, el caso 1 y el caso 2 antes mencionados para el análisis de la red de distribución real, en donde todos los usuarios son compradores y vendedores respectivamente interactuando con el transformador de distribución, se puede observar que existe mayores pérdidas cuando los usuarios son compradores de energía, y si todos los usuarios de la red de distribución analizada son vendedores de energía el promedio de pérdidas se reduce un 2.02019%.

- **Caso 3:** En La Red De Distribución Real Existe Usuarios Compradores, Vendedores Y Usuarios Que Autoabastecen Su Demanda.

En la Figura 5.4.7, se muestra los usuarios que conforman la red de distribución real, definiendo su función como vendedores, compradores y además se presenta el caso en el que uno o más usuarios autoabastecen su propia demanda de energía Tabla 5.3.8 del apartado 5.3.2, de igual manera para el ingreso de datos de los usuarios, tales como la ubicación, potencias de generación, demandas y precios nos referimos a la Tabla 5.3.8, en la que se aprecia los datos correspondientes a los usuarios para el análisis de la red de distribución real para el caso en el que los usuarios son compradores, vendedores y casos en los que uno o más usuarios autosatisfacen su propia demanda como los usuarios no.7, 18 24, 25 y 29, además en el estado se considera 1 para el caso en el que el usuario es vendedor de energía, -1 compradores y 0 en el caso que el usuario autosatisface su propia demanda de energía.

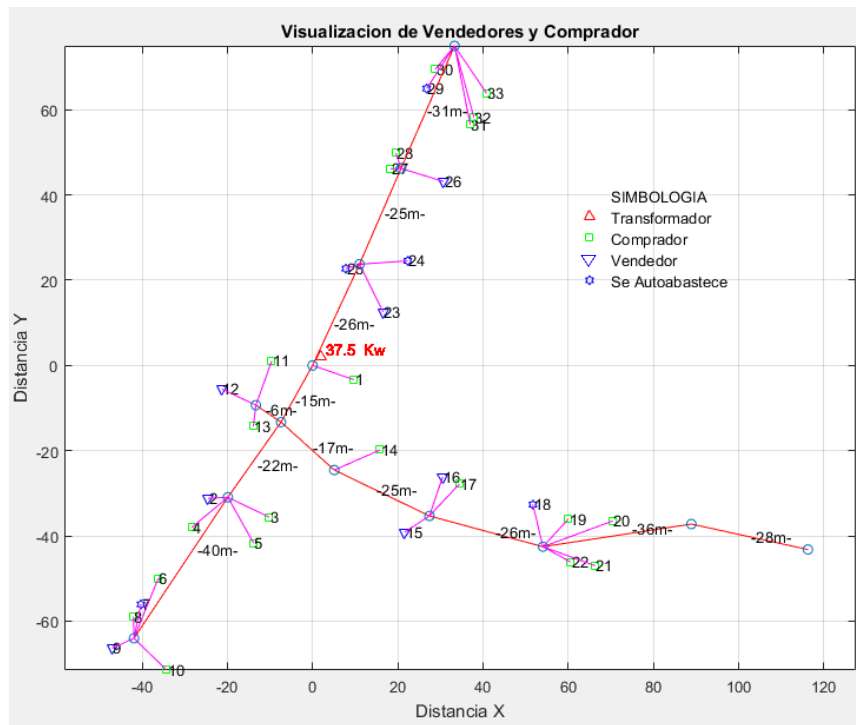


Figura 5.4.7 Caso 3 Existen Usuarios Compradores, Vendedores Y Usuarios Que Autoabastecen Su Demanda Para La Red De Distribución Real. (Fuente: Propia)

A continuación, se presenta el análisis no cooperativo para el caso 3, en el análisis de la red de distribución real.

Tabla 5.4.13 Estado no cooperativo para la red de distribución real, caso 3. (Parte 1) (Fuente: Propia)

No	Q_i	L_i óptimo	P_{io}	Costo por pérdidas
1	-10,04	10,24491	0,20491	-0,01912
2	2,51	2,46078	0,05021	-0,00643
3	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00568
4	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00568

Tabla 5.4.13 Estado no cooperativo para la red de distribución real, caso 3. (Parte 2) (Fuente: Propia)

No	Q_i	L_i óptimo	P_{io}	Costo por pérdidas
5	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00568
6	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00568
7	0	0,00000	0,00000	0,00000
8	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00568
9	2,52	2,47058	0,05041	-0,00646
10	-4,76	4,85719	0,09719	-0,00907
11	-2,97	3,03062	0,06062	-0,00566
12	2,59	2,53921	0,05180	-0,00633
13	-2,98	3,04082	0,06082	-0,00567
14	-1,98	2,02041	0,04041	-0,00377
15	3,24	3,17646	0,06482	-0,00792
16	2,52	2,47058	0,05041	-0,02018
17	-2,98	3,04083	0,06083	-0,00568
18	0	0,00000	0,00000	0,00000
19	-0,54	0,55102	0,01102	-0,00103
20	-2,98	3,04084	0,06084	-0,00568
21	-2,98	3,04084	0,06084	-0,00568
22	-2,98	3,04084	0,06084	-0,00568
23	2,52	2,47058	0,05040	-0,02018
24	0	0,00000	0,00000	0,00000
25	0	0,00000	0,00000	0,00000
26	7,02	6,88229	0,14046	-0,01716
27	-4,76	4,85717	0,09717	-0,00907
28	-2,97	3,03062	0,06062	-0,00566
29	0	0,00000	0,00000	0,00000
30	-6,16	6,28580	0,12580	-0,01174
31	-0,76	0,77551	0,01551	-0,00145
32	-0,76	0,77551	0,01551	-0,00145
33	-0,46	0,46939	0,00939	-0,00088

En el intercambio no cooperativo, los usuarios compradores como los usuarios vendedores pertenecientes a la red de distribución real, solo compran energía del transformador de distribución y de igual manera los usuarios que venden energía solo venden al transformador de distribución, como se puede observar en la Tabla 5.4.13, por lo que en un instante de tiempo, los usuarios compran y venden energía al transformador además de satisfacer su demanda como el caso de los usuarios No.7, 18 24, 25 y 29, por tal motivo el transformador de distribución deberá abastecer de la potencia que necesita el usuario comprador más las pérdidas que conlleva ese flujo de potencia, con lo que podemos ver que la ecuación (4.5) se cumple, y en el caso que el usuario vende energía al transformador de distribución, el transformador debe recibir esa energía proveniente de los

usuarios vendedores menos las pérdidas de potencia generadas por esta venta, cumpliendo con la ecuación (4.10) por lo cual ya sea el vendedor el transformador de distribución o un usuario de la red, y ya sea un comprador el transformador o un usuario de la red, el vendedor debe suplir las pérdida de potencia en las líneas de distribución.

El promedio de pérdidas no cooperativo es: 0.054696 kW. A continuación, se presenta el análisis del estado cooperativo para la red base antes mencionada.

Tabla 5.4.14 Estado cooperativo para la red real, caso 3 (Fuente: Propia)

Vendedor	Comprador	Pij	Pjo	Pio	Coaliciones Realizadas
0	1	0	0,20491051	0	
0	10	0	0,09718912	0	
0	27	0	0,09717445	0	
0	32	0	0,01551146	0	
0	33	0	0,00938821	0	
9	6	5,31527E-06	0	0	coalición 1
0	6	0	0,0093883	0	
0	5	0	0,0502062	0	
2	4	5,27317E-06	0	0	coalición 2
0	4	0	0,00959218	0	
0	3	0	0,0502062	0	
0	8	0	0,06082561	0	
12	13	5,61467E-06	0	0	coalición 3
0	13	0	0,0079594	0	
0	11	0	0,0502062	0	
23	28	1,86033E-05	0	0	coalición 4
0	28	0	0,00918434	0	
26	30	0,000130213	0	0	coalición 5
26	31	1,98214E-06	0	0	coalición 6
0	31	0	0,00204353	0	
16	20	1,91348E-05	0	0	coalición 7
15	20	6,37649E-07	0	0	coalición 8
15	21	2,32865E-05	0	0	coalición 9
0	21	0	0,0040826	0	
0	22	0	0,06082561	0	
0	17	0	0,06082561	0	
0	14	0	0,06082561	0	
0	19	0	0,06083446	0	

En el análisis cooperativo para la red de distribución real tomada de se puede observar que se formaron 9 coaliciones Tabla 5.4.14 entre los usuarios 9-6, 2-4, 12-13, 23-28, 26-30, 26-31, 16-20, 15-20, 15-21, vendedor-comprador respectivamente, en la coalición entre el vendedor 9 y el comprador 6, la potencia entregada por 9 no satisface totalmente la demanda del usuario 6, por lo cual el transformador de distribución abastece de la potencia faltante, de igual forma con la coalición 2 y 4, la potencia entregada por 2 no

satisface totalmente la demanda del usuario 4, por lo cual el transformador de distribución cubre la demanda faltante.

Como se puede ver en casos como la coalición 5 formada por los usuarios 26 (vendedor) y 30 (comprador) el vendedor logra suplir la demanda del comprador, cumpliendo con la ecuación (4.16), sin embargo, por ejemplo, en coaliciones como la 1 formada por los usuarios 9 (vendedor) no supe la demanda del usuario 6 (comprador) por completo por lo cual se cumple la ecuación (4.21), es decir, si logra cubrir la demanda, el vendedor debe generar las pérdidas correspondientes, pero si no logra suplir la demanda del comprador, el vendedor entrega su potencia, y el comprador compra al transformador de distribución o a otro usuario vendedor cercano con el fin de suplir la potencia faltante más las pérdidas generadas.

Para este instante de tiempo, el usuario 26 (vendedor) no forma coalición con los usuarios 27 y 28 ambos compradores, a pesar de estar en el mismo nodo, esto se debe a que existen usuarios que están más lejos del transformador de distribución con los cuales hacer coalición como son los usuarios 30 y 31, ya que resulta más conveniente que los usuarios 27 y 28 compren al transformador ya que están más cerca del mismo, al formar estas coaliciones se consigue reducir en gran medida las pérdidas del sistema, de igual forma sucede con el usuario 23 (vendedor) el cual hace coalición con el usuario 28. En cuanto a los usuarios 15 y 16 ambos vendedores, no forman venden la energía al usuario 17 (comprador) a pesar de estar en el mismo nodo ya que existen usuarios más lejanos al transformador y que el usuario 17, por lo cual los usuarios 15 y 16 venden su energía a los usuarios 20 y 21 evitando que los mismo generen más pérdidas al comprar al transformador de distribución, tal como se dio en el caso del usuario 26 antes mencionado, todos los usuarios pertenecientes a la red de distribución tipo radial, forman coaliciones para generar un bien común, siguiendo el principio de un juego cooperativo, reduciendo el promedio de pérdidas en el sistema, formando correctamente las coaliciones y respetando las restricciones antes mencionadas que son propias de la red.

A continuación, se muestra la evolución del vector de pagos Figura 5.4.8 en el cual para el ejemplo de la red de distribución real caso3 se realizaron 15 iteraciones, en la Tabla 5.4.15 se muestran los pagos en el caso no cooperativo, y los pagos al finalizar las iteraciones para el caso cooperativo.

Tabla 5.4.15 vector de pagos para el caso no cooperativos y cooperativos para la red de distribución real. (Parte 1)
(Fuente: Propia)

No. Us	VECTOR DE PAGOS		No. Us	VECTOR DE PAGOS		No. Us	VECTOR DE PAGOS	
	NO COOP	COOP		NO COOP	COOP		NO COOP	COOP
1	-0,0191	-0,0191	12	-0,0063	-0,0029	23	-0,0202	-0,0072
2	-0,0064	-0,0026	13	-0,0057	-0,0026	24	0	0
3	-0,0057	-0,0023	14	-0,0038	-0,0003	25	0	0
4	-0,0057	-0,0023	15	-0,0079	-0,0006	26	-0,0172	-0,0012
5	-0,0057	-0,003	16	-0,0202	-0,0015	27	-0,0091	-0,0091
6	-0,0057	-0,003	17	-0,0057	-0,0004	28	-0,0057	-0,002
7	0	0	18	0	0	29	0	0

Tabla 5.4.15 vector de pagos para el caso no cooperativos y cooperativos para la red de distribución real. (Parte 2)
(Fuente: Propia)

No. Us	VECTOR DE PAGOS		No. Us	VECTOR DE PAGOS		No. Us	VECTOR DE PAGOS	
8	-0,0057	-0,0023	19	-0,001	-0,0001	30	-0,0117	-0,0008
9	-0,0065	-0,0034	20	-0,0057	-0,0004	31	-0,0014	-0,0001
10	-0,0091	-0,0091	21	-0,0057	-0,0004	32	-0,0014	-0,0014
11	-0,0057	-0,0026	22	-0,0057	-0,0004	33	-0,0009	-0,0009

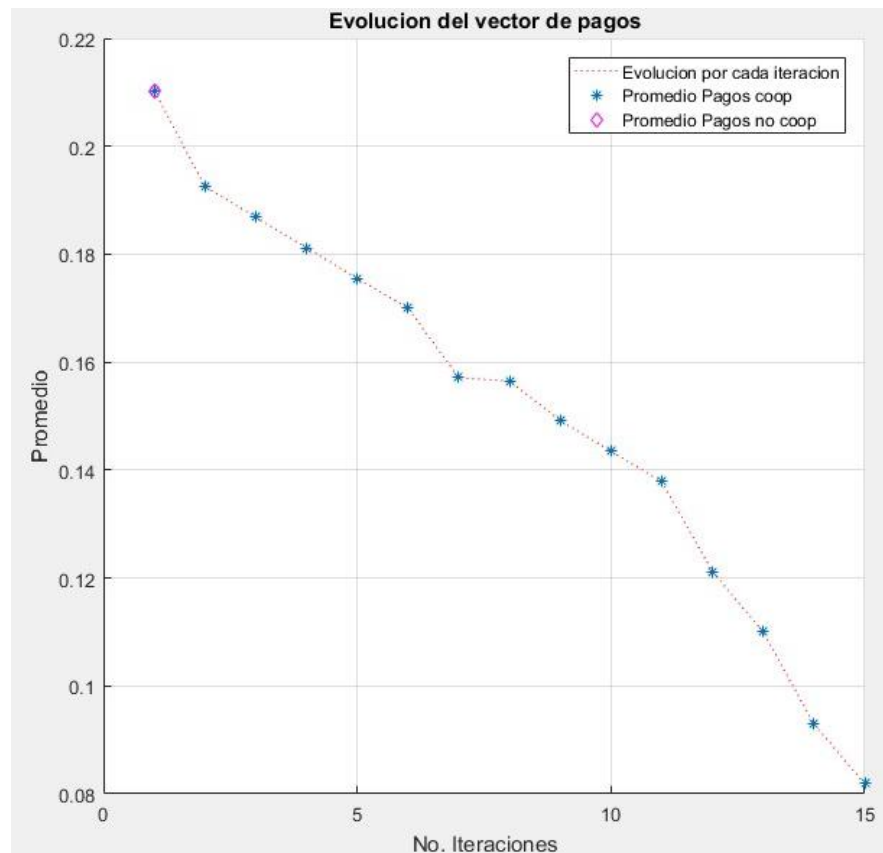


Figura 5.4.8 Evolución Del Vector De Pagos Para El Caso 3 De La Red De Distribución Real. (Fuente: Propia)

A continuación, se presenta en la Tabla 5.4.16, las potencias compradas y vendidas para cada usuario.

Tabla 5.4.16 Potencias de cada usuario (Parte 1) (Fuente: Propia)

Usuarios Compradores							
Usuarios Vendedores		No Coop.		Coop.		Usuarios Autoabastecidos	
No.	Pot. Vendita (KW)	No.	Pot. Comprada (KW)	No.	Pot. Comprada (KW)	No.	Pot. PROPIA (KW)
2	2,510	1	10,2449	1	10,2449	7	4,76
9	2,520	3	3,0408	3	3,0302	18	4,76
12	2,590	4	3,0408	4	2,9896	24	2,98

Tabla 5.4.16 Potencias de cada usuario (Parte 2) (Fuente: Propia)

USUARIOS COMPRADORES							
USUARIOS VENDEDORES		NO COOP		COOP		U. AUTOSUSTENTABLES	
No .	Pot. Vendida (KW)	No .	Pot. Comprada (KW)	No .	Pot. Comprada (KW)	No .	Pot. PROPIA (KW)
15	3,240	5	3,0408	5	3,0302	25	2,98
16	2,520	6	3,0408	6	2,9894	29	4,76
23	2,520	8	3,0408	8	3,0408		
26	7,020	10	4,8572	10	4,8572		
		11	3,0306	11	3,0202		
		13	3,0408	13	2,9880		
		14	2,0204	14	2,0408		
		17	3,0408	17	3,0408		
		19	0,5510	19	0,6008		
		20	3,0408	20	2,9800		
		21	3,0408	21	2,9841		
		22	3,0408	22	3,0408		
		27	4,8572	27	4,8572		
		28	3,0306	28	2,9792		
		30	6,2858	30	6,1601		
		31	0,7755	31	0,7600		
		32	0,7755	32	0,7755		
		33	0,4694	33	0,4694		

En cuanto a los usuarios compradores se puede observar que para los usuarios 5, 8, y 9 que formaron coaliciones, la potencia que requieren para satisfacer su demanda se reducen por el hecho de que se reduce las pérdidas, al formar las correctas coaliciones para un bien común que es reducir el promedio de pérdidas del sistema.

Finalmente se muestra cuanto se reduce el promedio de pérdidas

El promedio de pérdidas NO cooperativo. es: 0.054696 kW; el promedio de pérdidas cooperativas. es: 0.032907 kW y el promedio de pérdidas se redujo un: 39.8373 %.

- **Caso 4:** Evolución en el tiempo de la red de distribución real.

En la Figura 5.4.9 se muestra cómo se produce una evolución en el tiempo de los usuarios vendedores, compradores, y los usuarios que autoabastecen su propia demanda, de esta forma la potencia generada de los vendedores y los valores de demanda de cada usuario varía un $\pm 33\%$ con el fin de adaptar la variación el tiempo a un caso real, además el precio como se definió anteriormente, si un usuario comprador o un usuario que autoabastece su demanda, al correr la evolución en el tiempo, la demanda es mayor a la generación, dicho usuario sigue siendo consumidor, por lo cual no cambia el precio establecido, caso contrario, si un usuario pasa de consumidor o de autoabastecerse a vendedor al momento de simular la evolución en el tiempo, dicho usuario tomara un precio para vender la energía en un rango de 5ctvs/KWh hasta 52.04 ctv/KWh. Los mismos que representan a la energía hidráulica en pequeña escala y a la energía fotovoltaica respectivamente (energía más barata hasta la energía más cara). [CONELEC 009/06], en

la Tabla 5.4.17 se muestra los nuevos datos de generación, demanda y los precios asignados por el programa.

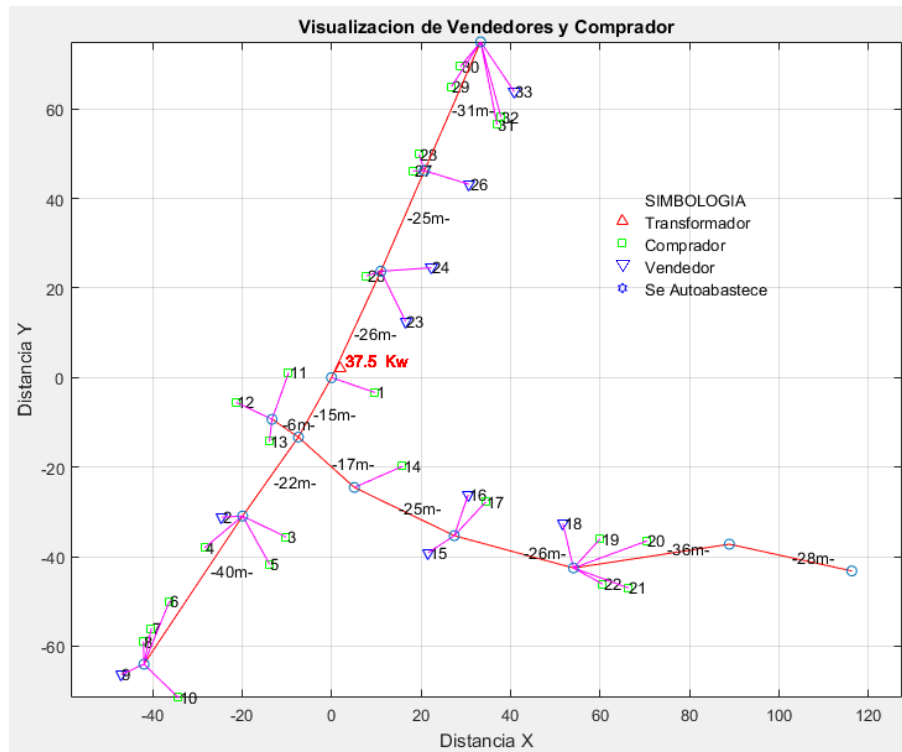


Figura 5.4.9 Caso 4 Análisis De La Evolución En El Tiempo Red De Distribución Real. (Fuente: Propia)

Tabla 5.4.17 Usuarios De La Red De Distribución Real Frente A La Evolución En El Tiempo. (Parte 1) (Fuente: Propia)

Nº	COORDENADAS X Y		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador- Vendedor	Número de Medidores
1	9,70	-3,34	8,11981593	9,80062368	0,0933	-1	5
2	-24,53	-31,19	4,84399951	2,68620492	0,1281	1	1
3	-10,15	-35,63	0	2,81781204	0,0933	-1	1
4	-28,36	-38,03	0	2,63904755	0,0933	-1	1
5	-13,86	-41,68	0	2,85547166	0,0933	-1	1
6	-36,25	-50,05	0	3,12369805	0,0933	-1	1
7	-40,28	-56,08	4,6618834	4,8919308	0,0933	-1	2
8	-42,01	-58,95	0	2,01359192	0,0933	-1	1
9	-47,00	-66,34	5,48403852	1,11903109	0,1281	1	1
10	-34,24	-71,49	0	3,65536627	0,0933	-1	2
11	-9,59	1,05	0	3,12885648	0,0933	-1	1
12	-21,30	-5,53	2,99538178	3,06316328	0,1222	-1	1
13	-13,89	-14,24	0	3,09809124	0,0933	-1	1

Tabla 5.4.17 Usuarios De La Red De Distribución Real Frente A La Evolución En El Tiempo. (Parte 2) (Fuente: Propia)

N°	COORDENADAS X Y		Potencia [KW]	Demanda [KW]	Precio Energía [\$/KW]	Estado Comprador- Vendedor	Número de Medidores
14	15,85	-19,82	1,46196466	3,22610547	0,0933	-1	1
15	21,62	-39,13	8,02331332	4,51989428	0,1222	1	2
16	30,53	-26,16	5,54020404	2,51027016	0,4003	1	1
17	34,46	-27,78	0	2,53903056	0,0933	-1	1
18	51,70	-32,66	5,59020224	3,4897012	0,10360144	1	2
19	60,02	-36,03	5,81092271	6,26843232	0,0933	-1	3
20	70,47	-36,48	0	2,75543138	0,0933	-1	1
21	66,31	-46,99	0	2,92433036	0,0933	-1	1
22	60,58	-46,14	0	3,26326594	0,0933	-1	1
23	16,56	12,51	5,97856389	3,32859668	0,4003	1	1
24	22,34	24,54	2,94620183	2,80565327	0,34644849	1	1
25	7,80	22,71	2,71029916	3,05988497	0,0933	-1	1
26	30,74	43,17	10,0998791	2,92842788	0,1222	1	1
27	18,27	46,16	0	4,66773016	0,0933	-1	2
28	19,54	49,89	0	2,92088275	0,0933	-1	1
29	26,77	64,97	4,56540432	4,96085007	0,46029958	-1	2
30	28,79	69,49	4,55219215	10,8796813	0,0933	-1	6
31	36,99	56,50	4,4585336	5,05004536	0,0933	-1	2
32	37,85	58,22	3,83342819	4,31909531	0,0933	-1	2
33	40,81	63,88	2,50679452	2,05992541	0,15358913	1	1

En la Tabla 5.4.17 se aprecia los datos correspondientes a la evolución en el tiempo de los valores de generación y demanda de los usuarios de la red de distribución.

Al realizar la evolución en el tiempo se puede observar como varían los valores de generación y demanda de los usuarios de la red, para este instante de tiempo, los usuarios No. 7, 18, 24, 25, y 29 que autoabastecían su demanda de energía pasan a ser vendedores y compradores de energía como se muestra en la siguiente Tabla 5.4.18.

Tabla 5.4.18 variación en el tiempo para los usuarios que satisfacían su demanda de energía (Fuente: Propia)

Usuario No.	Función en la red	Precio Energía [\$ / KW]
7	comprador	0.0933
18	vendedor	0,103601441
24	vendedor	0,346448491
25	comprador	0.0933
29	comprador	0.0933

El usuario 12 de vendedor pasa a ser comprador y se le asigna el precio estándar de 0.0933, en cuanto al usuario 33 de comprador paso a vendedor y se le asigna un precio de

venta de energía de 0,153589125 \$/KW h, los demás usuarios, aunque sus potencias de generación y demanda varían, no se muestra cambios en su función como compradores y vendedores de energía eléctrica.

A continuación, se presenta el análisis no cooperativo para el caso 4, en el análisis de la red de distribución real.

Tabla 5.4.19 Estado No Cooperativo Para La Red De Distribución Real, Caso 4 (Parte 1) (Fuente: Propia)

No	Q_i	L_i óptimo	P_{i0}	Costo por Pérdidas
1	-1,68081	1,71511	0,03430	-0,00320
2	2,15779	2,11548	0,04316	-0,00553
3	-2,81781	2,87533	0,05752	-0,00537
4	-2,63905	2,69291	0,05387	-0,00503
5	-2,85547	2,91376	0,05828	-0,00544
6	-3,1237	3,18747	0,06377	-0,00595
7	-0,23005	0,23474	0,00469	-0,00044
8	-2,01359	2,05469	0,04110	-0,00383
9	4,36501	4,27938	0,08734	-0,01119
10	-3,65537	3,72999	0,07463	-0,00696
11	-3,12886	3,19272	0,06386	-0,00596
12	-0,06778	0,06916	0,00138	-0,00017
13	-3,09809	3,16132	0,06323	-0,00590
14	-1,76414	1,80015	0,03601	-0,00336
15	3,50342	3,43471	0,07009	-0,00856
16	3,02993	2,97051	0,06061	-0,02426
17	-2,53903	2,59086	0,05183	-0,00484
18	2,1005	2,05931	0,04202	-0,00435
19	-0,45751	0,46685	0,00934	-0,00087
20	-2,75543	2,81168	0,05625	-0,00525
21	-2,92433	2,98403	0,05970	-0,00557
22	-3,26327	3,32989	0,06662	-0,00622
23	2,64997	2,59800	0,05300	-0,02122
24	0,14055	0,13779	0,00281	-0,00097
25	-0,34959	0,35672	0,00713	-0,00067
26	7,17145	7,03077	0,14350	-0,01754
27	-4,66773	4,76302	0,09529	-0,00889
28	-2,92088	2,98050	0,05962	-0,00556
29	-0,39545	0,40352	0,00807	-0,00371
30	-6,32749	6,45671	0,12922	-0,01206
31	-0,59151	0,60358	0,01207	-0,00113
32	-0,48567	0,49558	0,00991	-0,00092
33	0,44687	0,43811	0,00894	-0,00137

En el intercambio no cooperativo para el caso 4, todos los usuarios compradores como los usuarios vendedores pertenecientes a la red de distribución real, solo compran energía del transformador de distribución y de igual manera los usuarios que venden

energía solo venden al transformador de distribución, como se puede observar en la Tabla 5.4.19.

El promedio de pérdidas no cooperativo es: 0.049369 kW.

A continuación, se presenta el análisis del estado cooperativo para la red real antes mencionada.

Tabla 5.4.20 Estado cooperativo para la red real, caso 4 (Fuente: Propia)

<i>Vendedor</i>	<i>Comprador</i>	P_{ij}	P_{jo}	P_{io}	<i>Colaciones Realizadas</i>
0	6	0	0,06376935	0	
0	8	0	0,04110219	0	
0	11	0	0,06386104	0	
0	13	0	0,06323304	0	
0	27	0	0,09529127	0	
9	10	1,56571E-05	0	0	coalición 1
9	7	6,20139E-08	0	0	coalición 2
9	0	0	0	0,00978841	
2	5	5,45597E-06	0	0	coalición 3
0	5	0	0,01423895	0	
0	3	0	0,04316069	0	
0	4	0	0,05751507	0	
0	12	0	0,05386574	0	
16	22	3,07357E-05	0	0	coalición 4
0	22	0	0,00476263	0	
0	14	0	0,04316069	0	
0	19	0	0,05751507	0	
23	28	2,29226E-05	0	0	coalición 5
24	28	6,44827E-08	0	0	coalición 6
0	28	0	0,00266104	0	
0	1	0	0,04316069	0	
0	25	0	0,05751507	0	
18	21	5,17009E-06	0	0	coalición 7
15	21	2,27232E-06	0	0	coalición 8
15	20	2,40388E-05	0	0	coalición 9
0	20	0	0,00154844	0	
0	17	0	0,05751507	0	
33	30	2,33999E-07	0	0	coalición 10
26	30	0,000130258	0	0	coalición 11
26	31	1,31784E-06	0	0	coalición 12
26	32	8,88413E-07	0	0	coalición 13
26	29	1,71724E-07	0	0	coalición 14
0	29	0	0,00371277	0	

En el análisis de evolución en el tiempo para el intercambio cooperativo de la red de distribución real tomada de se puede observar que se formaron 14 coaliciones Tabla 5.4.20

En la coalición entre el vendedor 2 y el comprador 5, la potencia entregada por 2 no satisface totalmente la demanda del usuario 5, por lo cual el transformador de distribución cubre de la potencia faltante, de igual forma con la coalición {16, 22}, {24, 28}, {15, 20} y {26, 29}, vendedor comprador respectivamente.

En la coalición número 6 {6, 18}, el usuario 18 (vendedor), no logra suplir toda la demanda del usuario 21 (comprador) por tal motivo el usuario 21 realizar otra colación número 7 {15, 21}, con el usuario 15, logrando suplir su demanda, además el usuario 15 aún tiene potencia excedente, por lo cual se realiza la coalición número 8 {15, 20}, con el fin de reducir el promedio de pérdidas, sin embargo no logra suplir toda la demanda del comprador, así que entra el transformador para cubrir la demanda faltante.

En la coalición número 9 {30, 33}, el usuario 30 (vendedor), no logra suplir toda la demanda del usuario 33 (comprador) por tal motivo el usuario 33 realizar otra colación número 10 {26, 30}, con el usuario 26 para satisfacer su demanda, evitando comprar al transformador logrando un intercambio cooperativo, sin embargo, el usuario 26 (vendedor) tiene aún potencia excedente, por lo cual se realizan las coaliciones {26, 31}, {26, 30} y {26, 29}, para esta última coalición el vendedor 26 no logra cubrir con la demanda del usuario 29, por lo tanto al no tener vendedores cerca, el transformador cubre con la demanda faltante.

Los usuarios vendedores 15 y 16 no forman coaliciones con el usuario 17, a pesar de estar en su mismo nodo, esto se debe a que existen usuarios que están más lejos del transformador de distribución con los cuales hacer coalición como son los usuarios 20 y 21 a los cuales el usuario 15 vende su energía, y los usuarios 22 el que hace coalición con el vendedor 16, de igual forma con los usuarios vendedores 23 y 24, los cuales no forman coalición con el usuario 25, con el fin de formar una coalición que reduzca el promedio de pérdidas y esto se logra al hacer la coalición con el usuario 28, formando así las coaliciones {23 28} y {24,28}, siguiendo el mismo criterio de reducir el promedio de pérdidas, vendiendo energía con el fin de reducir el promedio de pérdidas, buscando coaliciones con la menor distancia posible, el vendedor 26 realiza las coaliciones {26, 30}, {26, 31}, {26, 32}, {26, 29}, de este modo todos los usuarios pertenecientes a la red de distribución, forman coaliciones para generar un bien común, siguiendo el principio de un juego cooperativo, reduciendo el promedio de pérdidas del sistema al formar correctamente las coaliciones y respetando las restricciones dadas propias de la red de distribución.

A continuación, se muestra la evolución del vector de pagos Figura 5.4.10 en el cual para el ejemplo de la red de distribución real caso4 se realizaron 23 iteraciones, en la Tabla 5.4.21 se muestran los pagos en el caso no cooperativo, y los pagos al finalizar las iteraciones para el caso cooperativo.

Tabla 5.4.21 Vector De Pagos Para El Caso No Cooperativos Y Cooperativos Para La Evolución En El Tiempo De La Red De Distribución Real. (Fuente: Propia)

No	Vector De Pagos		No	Vector De Pagos		No	Vector de Pagos	
	No Coop.	Coop.		No Coop.	Coop.		No Coop.	Coop.
1	-0,0032	0,0003	12	-0,0002	-0,0001	23	-0,0212	-0,0018
2	-0,0055	-0,0037	13	-0,0059	-0,0059	24	-0,001	-0,0001
3	-0,0054	-0,0036	14	-0,0034	-0,0005	25	-0,0007	-0,0001
4	-0,005	-0,0033	15	-0,0086	-0,0005	26	-0,0175	-0,0018
5	-0,0054	-0,0036	16	-0,0243	-0,0034	27	-0,0089	-0,0089
6	-0,0059	-0,0059	17	-0,0048	-0,0003	28	-0,0056	-0,0005
7	-0,0004	-0,0002	18	-0,0044	-0,0002	29	-0,0037	-0,0004
8	-0,0038	-0,0038	19	-0,0009	-0,0001	30	-0,0121	-0,0012
9	-0,0112	-0,0059	20	-0,0052	-0,0003	31	-0,0011	-0,0001
10	-0,007	-0,0037	21	-0,0056	-0,0003	32	-0,0009	-0,0001
11	-0,006	-0,006	22	-0,0062	-0,0009	33	-0,0014	-0,0001

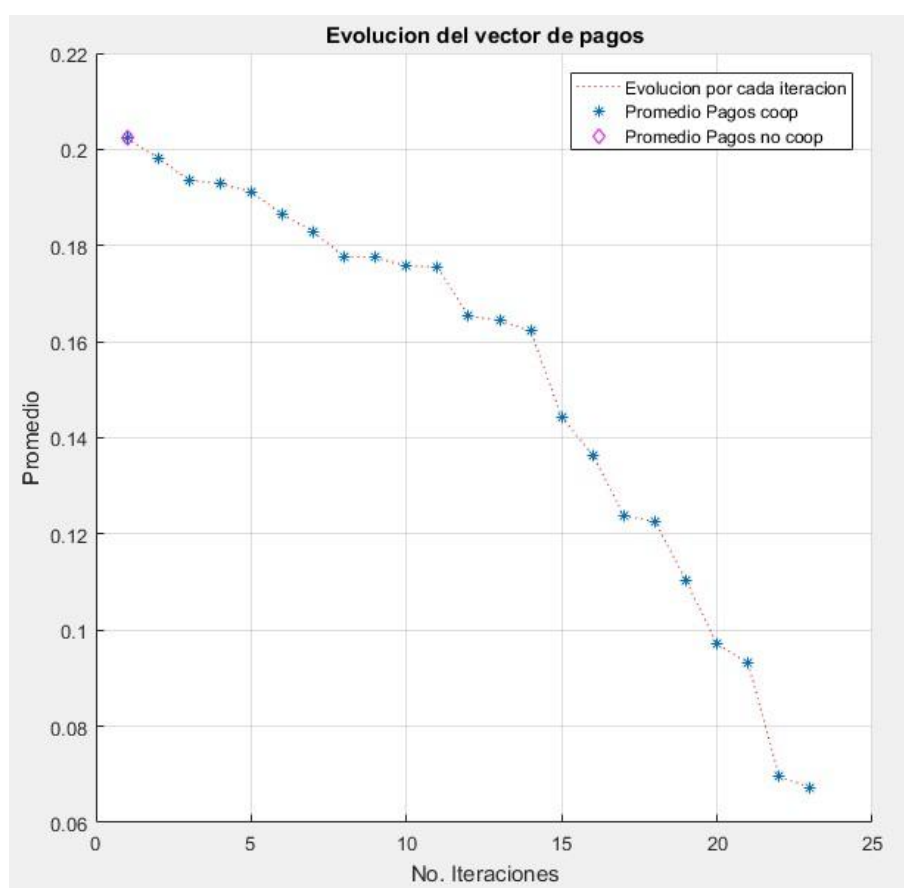


Figura 5.4.10 Evolución Del Vector De Pagos Para El Caso 4 De La Red De Distribución Real. (Fuente: Propia)

A continuación, se presenta en Tabla 5.4.22, las potencias compradas y vendidas para cada usuario, tanto para el caso no cooperativo y para el caso cooperativo.

Tabla 5.4.22 Potencias de cada usuario para el caso 4 (Parte 1) (Fuente: Propia)

Usuarios Compradores					
Usuarios Vendedores		No Coop.		Coop.	
No.	Pot. Vendita (KW)	No.	Pot. Comprada (KW)	No.	Pot. Comprada (KW)
2	2,158	1	1,7151	1	1,72397
9	4,365	3	2,8753	3	2,86097
15	3,503	4	2,6929	4	2,69656
16	3,030	5	2,9138	5	2,86972
18	2,101	6	3,1875	6	3,18747
23	2,650	7	0,2347	7	0,23005
24	0,141	8	2,0547	8	2,05469
26	7,171451215	10	3,7300	10	3,65538
33	0,446869111	11	3,1927	11	3,19272
		12	0,0692	12	0,12165
		13	3,1613	13	3,16132
		14	1,8001	14	1,80730
		17	2,5909	17	2,59655
		19	0,4668	19	0,51502
		20	2,8117	20	2,75700
		21	2,9840	21	2,92434
		22	3,3299	22	3,26806
		25	0,3567	25	0,40710
		27	4,7630	27	4,76302
		28	2,9805	28	2,92357
		29	0,4035	29	0,39916
		30	6,4567	30	6,32762
		31	0,6036	31	0,59151
		32	0,4956	32	0,48567

En cuanto a los usuarios compradores se puede observar que para los usuarios 10, 5, y 22, 20, 21, 28, 29, 30, 31, 32 que formaron coaliciones, la potencia que requieren para satisfacer su demanda se reducen por el hecho de que se reduce las pérdidas al formar correctamente las coaliciones para un bien común que es reducir el promedio de pérdidas del sistema.

Finalmente se muestra cuanto se reduce el promedio de pérdidas

El promedio de pérdidas NO cooperativo. es: 0.049369kW, el promedio de pérdidas cooperativas. es: 0.023564kW y el promedio de pérdidas se redujo un: 52.2693%.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1. Conclusiones

- El ingreso de nuevas tecnologías a los sistemas de distribución permite tener una continua información sobre el estado del sistema en tiempo real, esto sumado a los sistemas de micro-generación permiten el uso y desarrollo de herramientas que ayuden a optimizar el funcionamiento de estos sistemas en pro de la reducción de pérdidas, representando una disminución en costos para la empresa distribuidora como para los usuarios.
- Al incorporar generación distribuida y realizar un intercambio cooperativo de energía en baja tensión se consigue prolongar el tiempo de repotenciación de la red, aumentando así el tiempo de vida útil de los componentes de la red y por lo tanto disminuyendo costos, como por ejemplo, la potencia requerida por el transformador de distribución para suplir la demanda de una red radial se ve reducida, con lo cual se prolonga la vida útil de los alimentadores y los componentes pertenecientes a la subestación, al requerir menos potencia para cubrir las demandas de la red.
- Para distinguir la función que cumple cada usuario perteneciente a la red de distribución analizada, ya sean vendedores, compradores o usuarios que autosatisfacen su demanda se determina el excedente de energía $\Delta Q_i = P_i - D_i$ lo cual define la función de cada usuario, de esta manera si ΔQ_i es positivo el usuario es vendedor debido a que tiene un excedente de energía, si ΔQ_i es negativo el usuario es comprador de energía y si $\Delta Q_i = 0$ el usuario tiene la capacidad de autosatisfacer su demanda de energía. Teniendo en consideración la función definida para cada usuario de la red, el juego consiste en formar coaliciones para el intercambio cooperativo de energía en baja tensión, en el cual los pagos a los jugadores o usuarios de la red de distribución se vean reflejados en la disminución de pérdidas al hacer la comparación con el caso no cooperativo en el que todos los usuarios interactúan con el transformador de distribución.
- Las coaliciones y los pagos de cada usuario perteneciente a la red de distribución se determinan mediante un análisis de los flujos en DC (la potencia reactiva presente en la red no es considerada, solo se tendrá flujos de potencia activa), aplicando las reglas de fusión y división con el fin de determinar el aporte de cada usuario a la coalición seleccionada se le aplica el Orden de Pareto, aumenta los pagos disminuyendo las pérdidas del sistema de al menos un miembro de la coalición sin disminuir los beneficios de los otros miembros en la red de distribución.
- En la formación de coaliciones entre usuarios de la red de distribución, el promedio de pérdidas se ha visto reducido de forma significativa al introducir las restricciones pertinentes como: la apropiada selección de usuarios para formar coaliciones buscando la mínima distancia, la prioridad de la carga (distribución de potencia en las coaliciones), el adecuado uso de los flujos DC, el correcto cálculo de la resistencia en función al tipo de conductor, la asignación de costos de energía, de esta forma se consiguió optimizar la utilidad del sistema de distribución con cada usuario de la red, realizando las coaliciones correctas con el fin de reducir el promedio de pérdidas del sistema.

- Las restricciones propias de la red de distribución han permitido que los pagos, los cuales son proporcionales a las pérdidas de potencia, se vean disminuidos, es decir, los costos por las pérdidas de potencia se reducen cuando los usuarios de la red de distribución cooperan y forman coaliciones de manera cooperativa, a diferencia de un escenario no cooperativo donde los usuarios no forman coaliciones entre sí.
- En los análisis realizados, para los casos 1 y 2 tanto para la red de distribución base, como para la red de distribución real, en los cuales se analizó cuando todos los usuarios son compradores de energía (caso 1), así como cuando todos los usuarios son vendedores de energía (caso 2), podemos ver que el promedio de pérdidas se reduce cuando todos los usuarios son vendedores de energía, debido al correcto cálculo de flujos.
- Los usuarios de la red de distribución forman coaliciones con los usuarios vecinos, tomando como prioridad al usuario más cercano y con mayor demanda, sin embargo en los resultados obtenidos también se observa que, si un usuario vendedor tiene usuarios compradores en su mismo nodo pero existen otros usuarios aguas abajo, el vendedor puede formar coaliciones con los usuarios más lejanos al transformador, con el fin de que los mismos no compren energía al transformador evitando así que la energía no viaje largas distancias y de esta forma las pérdidas se reduzcan de forma significativa, es decir, los usuarios trabajan de forma cooperativa para un bien común el cual es reducir el promedio de pérdidas de la red.

6.2. Recomendaciones

- Se recomienda usar el algoritmo planteado e incorporar las restricciones pertinentes para sistemas de media tensión, con el fin de poder cubrir todas las configuraciones de red existentes dentro de en SEP.
- Se aconseja realizar nuevos temas de investigación referente a las normativas y leyes que deberían aplicarse dentro del país para la incorporación de generación distribuida en el SNI.
- Se sugiere desarrollar un estudio sobre los impactos ya sean positivos o negativos que conlleva la introducción de sistemas inteligentes dentro de los sistemas de distribución y su posible aprovechamiento mediante el uso del algoritmo planteado.

Bibliografía

- [1] J. Pérez, J. L. Jimeo, and E. Cerdá, *Teoría de Juegos*, 1st ed. Madrid: PEARSON EDUCACIÓN, S.A., 2004.
- [2] J. Sanango, "Desarrollo De Un Algoritmo De Interrelación Para Microrredes De Distribución Eléctrica," Universidad de Cuenca, 2015.
- [3] J. Sanango, E. Samaniego, J. L. Espinoza, and R. Sempértegui, "A study of microgrids through cooperative games including the effect of geographical proximity," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–5, 2017.
- [4] A. León and A. Lojano, "ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS," Universidad de Cuenca, 2017.
- [5] W. Saad, Z. Han, and H. V. Poor, "Coalitional game theory for cooperative micro-grid distribution networks," *IEEE Int. Conf. Commun.*, pp. 6–10, 2011.
- [6] FEDIT, "Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones," *Electr. Electron.*, pp. 1–82, 2011.
- [7] A. Yadaicela, "Estudio Técnico-Económico Sobre La Implementación De Generación Distribuida En El Sistema Eléctrico Ecuatoriano," Escuela Politécnica Nacional, 2011.
- [8] J. M. Looz Cruz and C. F. Narváez Sánchez, "Análisis del impacto de la penetración de generación distribuida en la red de medio voltaje de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur," Universidad de Cuenca, 2017.
- [9] A. Energies, "Generación de Energía Renovable Distribuida: Datos y Recursos," *Aspenall Energies*, vol. 1, no. 787, p. 6, 2015.
- [10] J. L. Espinoza, "Energía Eólica," Universidad De Cuenca, Apuntes de Clase, Cuenca, 2017.
- [11] J. L. Espinoza, "Energía solar fotovoltaica," Universidad de Cuenca, Apuntes de Clase, 2017.
- [12] J. L. Espinoza, "Energía solar termica," Universidad de Cuenca, Apuntes de Clase, 2017.
- [13] J. L. Espinoza, "Biomasa," Universidad de Cuenca, Apuntes de Clase, 2017.
- [14] J. L. Espinoza, "Mini Hidroelectricas," Universidad de Cuenca, Apuntes de Clase, 2017.
- [15] I. Cuenca, "Introducción de Smart Grds en el Ecuador," Escuela Politecnica Nacional, 2013.
- [16] G. Jiménez, R. Palma, and L. Reyes, "Seminario Internacional "Desafíos en el desarrollo de microrredes inteligentes en zonas aisladas"," in *Desafíos y oportunidades para micro-redes rurales en Chile y la región*, 2012.
- [17] J. P. Fossati, "Revisión bibliográfica sobre microrredes inteligentes. Literature review of microgrids," *Mem. Trab. Difusión Científica y Técnica*, vol. 9, pp. 13–20, 2011.
- [18] Jema, "Configuración De La Microrrede," pp. 1–19, 2013.
- [19] B. Lopez, "Teoría de Juegos," UNAM, 2012.
- [20] R. Garcia, "Juegos Cooperativos, Valor de Shapley y Teorema de Negociación de Nash," pp. 1–14, 2004.
- [21] A. Magaña, "Formación de coaliciones en los juegos cooperativos y juegos con múltiples alternativas," Universidad Politècnica De Catalunya, 1996.
- [22] B. Peleg and P. Sudhölter, *Introduction to the Theory of Cooperative Games*, Second Edi. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2007.
- [23] A. Mondal and S. Misra, "Dynamic coalition formation in a smart grid: A game theoretic approach," *2013 IEEE Int. Conf. Commun. Work. ICC 2013*, no. Scpa, pp. 1067–1071, 2013.
- [24] K. Apt and A. Witzel, "A Generic Approach to Coalition Formation," *Game Theory*, vol. 11, pp. 347–367, 2009.
- [25] W. Saad, Z. Han, M. Debbah, A. Hjørungne, and T. Basar, "Coalitional Game Theory for Communication Networks," *EEE Signal Processing Magazine*, no. September, pp. 77–97,



- 2009.
- [26] L. Mashayekhy and D. Grosu, "A Merge-and-Split Mechanism for Dynamic Virtual Organization Formation in Grids," vol. 25, no. 3, pp. 540–549, 2014.
 - [27] S. Ramirez, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera Ed. Manizales, 2004.

Anexos



Anexo A: Red de Distribución Analizada

Anexo B: Datos Conductores Del Sistema

Tabla 1 Anexo B. Datos Conductores de las redes de Distribución

Designación	Designación AWG/Kcmil	Hilos de Aluminio	Diámetro Nominal	Hilos de Acero	Diámetro Nominal	Área nominal de la sección	Diámetro Total	Peso Aproximado	Capacidad de Conducción	Resistencia eléctrica
		Núm.	mm	Núm.	mm	mm ²	mm	kg/ Km	Amperes	Ohm/Km
S\YAN	4	6	2,12	1	2,12	21,15	6,36	85,50	140,00	1,35
SWALLOW	3	6	2,38	1	2,38	26,67	7,14	107,80	160,00	1,08
"SPARROW	2	6	2,67	1	2,67	33,62	8,01	135,70	185,00	0,85
ROBIN	1	6	3,00	1	3,00	42,41	9,00	171,30	210,00	674,00
" RAVEN	1/0	6	3,37	1	3,37	53,48	10,11	216,20	240,00	0,54
OUAIL	2/0	6	3,78	1	3,78	67,43	11,34	272,00	275,00	424,00
" PIGEON	3/0	6	4,25	1	4,25	85,01	12,75	344,30	315,00	336,00
" PENGUIN	4/0	6	4,77	1	4,77	107,20	14,31	433,10	360,00	0.267

Tabla 2 Anexo B. Datos del Conductor de Acometidas ((FUENTE:

http://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas_medidores/acometidas_electricas/ae205_caracteristicas_cables_acometidas_awg)

Calibre	Construcción conductor de fase No. Hilos x Diámetro (mm)	Construcción del neutro concéntrico No. Hilos x Diámetro (mm)	Espesor del Aislamiento De la Fase (PE)(mm)	Espesor de la chaqueta (PVC)(mm)	Diámetro ext. Del conductor ancho x alto (mm)	Impedancia a 45 °C		Capacidad De Corriente		Constante de regulación [%/KVAm] 208V 2f, 3hilos
						R(d.c.) [ohm/Km] nominal por fase	Xl [ohm/Km]	Al Aire	En Ducto	
2x8+8	7x1,23	41x0,511	1,14	1,52	16x10	2,308	0,1125	43	38	0,00536
2x6+6	7x1,56	41x0,643	1,14	1,52	18,2x11,3	1,452	0,1063	58	52	0,00339
2x4+6	7x1,96	41x0,643	1,14	2,03	21,6x13,5	0,913	0,1011	79	71	0,00215
2x4+4	7x1,96	41x0,813	1,14	2,03	22x13,8	0,913	0,1011	79	71	0,00215

Anexo C: Geo portal Centro Sur

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la página de Geo información de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A.; de donde se puede ingresar al Geoportal, datos GPS, ArGIS y los planos de las redes de toda la concesión de la empresa.

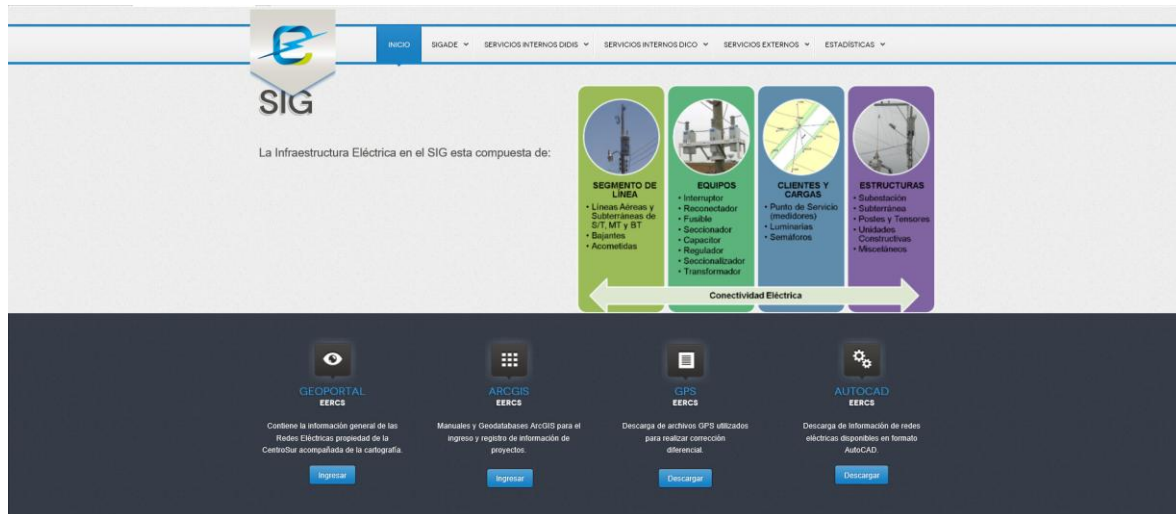


Figura 1 Anexos C PAGINA DE GEO INFORMACIÓN DE LA EMPRESA ELECTICA REGIONAL CENTRO SUR

Del Geoportal, se obtuvo la red para el análisis del algoritmo del presente trabajo

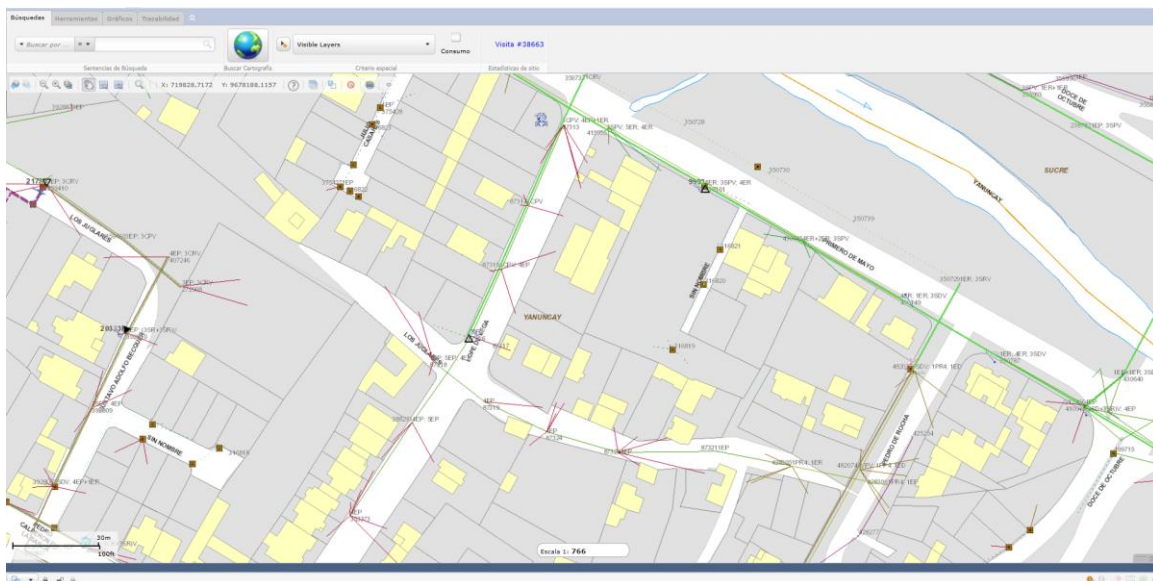


Figura 2 Anexos C. Geoportal

Anexo D: Precios Venta de Energía.

Tabla 1 Anexo D. Precio Medio de la Energía Vendida por las Generadoras [28].

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CELEC-Hidropaute	6.851,61	113.983.915,20	1,66
	CELEC-Coca Codo Sinclair	3.264,01	19.854.860,40	0,61
	CELEC-Hidroagoyán	2.413,73	49.831.294,66	2,06
	CELEC-Electroguayas	1.912,58	180.902.277,71	9,46
	CELEC-Termogas Machala	1.439,33	78.841.660,91	5,48
	CELEC-Termoesmeraldas	1.370,50	127.656.878,94	9,31
	CELEC-Hidronación	1.209,66	41.974.694,95	3,47
	CELEC-Termopichincha	902,75	110.293.527,09	12,22
	Termoguayas	520,36	37.273.948,25	7,16
	Elecaastro	427,85	24.553.619,00	5,74
	Electroquil	230,85	32.340.444,26	14,01
	Intervisa Trade	121,07	13.921.549,34	11,50
	EPMAPS	92,80	1.047.826,53	1,13
	Generoca	85,17	7.709.126,57	9,05
	Hidrosibimbe	83,57	3.927.910,71	4,70
	CELEC-Gensur	76,68	7.001.322,68	9,13
	CELEC-Hidroazogues	6,75	13.499,31	0,20
	Electrisol	1,56	626.099,59	40,03
	Valsolar	1,49	598.109,05	40,03
	Eolicisa	1,31	167.960,07	12,81
	Enersol	0,65	259.195,51	40,03
Total Contratos				4,06

Anexo E: Precios de Compra de Energía.

Tabla 1 Anexo E. Precio Medio de la Energía Vendida por las Distribuidoras [28].

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Compra de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.515,74	276,44	5,01
CNEL-Guayas Los Rios	2.128,35	106,07	4,98
CNEL-Manabí	1.620,28	81,21	5,01
CNEL-El Oro	1.109,52	55,26	4,98
CNEL-Milagro	667,63	33,33	4,99
CNEL-Sta. Elena	666,25	33,43	5,02
CNEL-Sto. Domingo	661,36	33,19	5,02
CNEL-Esmeraldas	562,36	27,64	4,91
CNEL-Los Rios	443,38	22,23	5,01
CNEL-Sucumbios	331,29	16,77	5,06
CNEL-Bolivar	87,80	3,82	4,35
CNEL EP	13.793,97	689,37	5,00
E.E. Quito	4.146,76	207,54	5,00
E.E. Centro Sur	1.071,10	53,77	5,02
E.E. Ambato	641,88	32,48	5,06
E.E. Norte	567,93	27,48	4,84
E.E. Cotopaxi	465,94	22,45	4,82
E.E. Riobamba	372,35	17,94	4,82
E.E. Sur	355,79	13,18	3,70
E.E. Azogues	110,19	4,60	4,18
E.E. Galápagos	1,09	0,14	12,82
Total empresas eléctricas	7.733,03	379,58	4,91
Total	21.527,00	1.068,96	4,97

De las tablas 3 y 4 se tomaron los precios medios de compra y venta de energía para las pruebas realizadas dentro del capítulo 5.

Anexo F: Constantes de Pérdidas de Transformadores

Con los valores de la tabla 5, se incorporó los rangos correspondientes a la constante de pérdidas del transformador de distribuciones.

Tabla 1 Anexos F. Constantes de pérdidas tolerables y deseadas en transformadores [27]

Componente del sistema	Niveles deseados	Niveles tolerables
Subestación elevadora	0.25 %	0.50 %
Transmisión y subestación EHV	0.50 %	1.00 %
Transmisión y subestación HV	1.25 %	2.50 %
Subtransmisión	2.00 %	4.00 %
Subestación de distribución	0.25 %	0.50 %
Distribución primaria	1.5 %	3.00 %
Transformador de distribución y distribución	1.00 %	2.00 %
Red secundaria	1.5 %	3.00 %
Totales	8.25 %	16.5 %

Anexo G: Estratos de Demanda según número y tipo de clientes

De la tabla 6 se obtuvo la información de las demandas de los clientes, según el tipo y número de clientes conectados a un mismo punto.

Tabla 1 Anexos G Estratos de Demanda según número y tipo de clientes (Fuente: <http://www.centrosur.gob.ec>)

# DE CLIENTES	ESTRATO "A1" 501 - 1000 kWh	ESTRATO "A" 311 - 500 kWh	ESTRATO "B" 181 - 310 kWh	ESTRATO "C" 111 - 180 kWh	ESTRATO "D" 61 - 110 kWh	ESTRATO "E" 1 - 60 kWh
	DMD	DMD	DMD	DMD	DMD	DMD
1	5,85	5,41	4,01	2,98	2,40	1,96
2	9,36	8,66	6,41	4,76	3,84	3,13
3	12,86	11,91	8,81	6,54	5,28	4,30
4	16,38	15,16	11,22	8,33	6,73	5,48
5	19,74	18,27	13,52	10,04	8,11	6,60
6	22,46	20,52	15,12	11,16	8,95	7,24
7	25,17	23,12	17,07	12,63	10,16	8,24
8	28,08	25,84	19,09	14,14	11,38	9,24
9	30,78	28,42	21,02	15,59	12,57	10,22
10	33,49	30,99	22,93	17,03	13,74	11,18
11	36,19	33,53	24,82	18,44	14,89	12,13
12	38,90	36,08	26,72	19,86	16,05	13,08
13	41,81	38,78	28,72	21,35	17,25	14,06
14	44,51	41,33	30,62	22,77	18,41	15,00
15	47,22	43,86	32,50	24,18	19,55	15,94
16	49,92	46,38	34,37	25,57	20,68	16,86
17	52,62	48,89	36,23	26,96	21,80	17,77
18	55,33	51,43	38,12	28,36	22,94	18,71
19	57,82	53,77	39,86	29,67	24,00	19,58
20	60,74	56,43	41,82	31,12	25,16	20,52
21	63,23	58,80	43,58	32,44	26,24	21,40
22	65,94	61,30	45,44	33,81	27,35	22,31
23	68,22	63,50	47,09	35,06	28,37	23,16
24	68,64	64,39	47,88	35,78	29,05	23,80
25	70,72	66,48	49,47	37,01	30,07	24,66
26	74,88	69,97	51,96	38,76	31,42	25,69
27	77,38	72,34	53,73	40,09	32,50	26,59
28	80,91	75,38	55,92	41,66	33,72	27,54
29	82,16	76,87	57,11	42,63	34,57	28,29
30	84,66	79,18	58,81	43,89	35,59	29,11

Nodo P4:

$$FR_1 + F_9 = F_6 + F_8 + F_{10}$$

$$FR_1 + 2,52 \text{ KW} = 2,9894 \text{ KW} + 3,0408 \text{ KW} + 4,8572 \text{ KW}$$

$$FR_1 = 8.3674 \text{ kw}$$

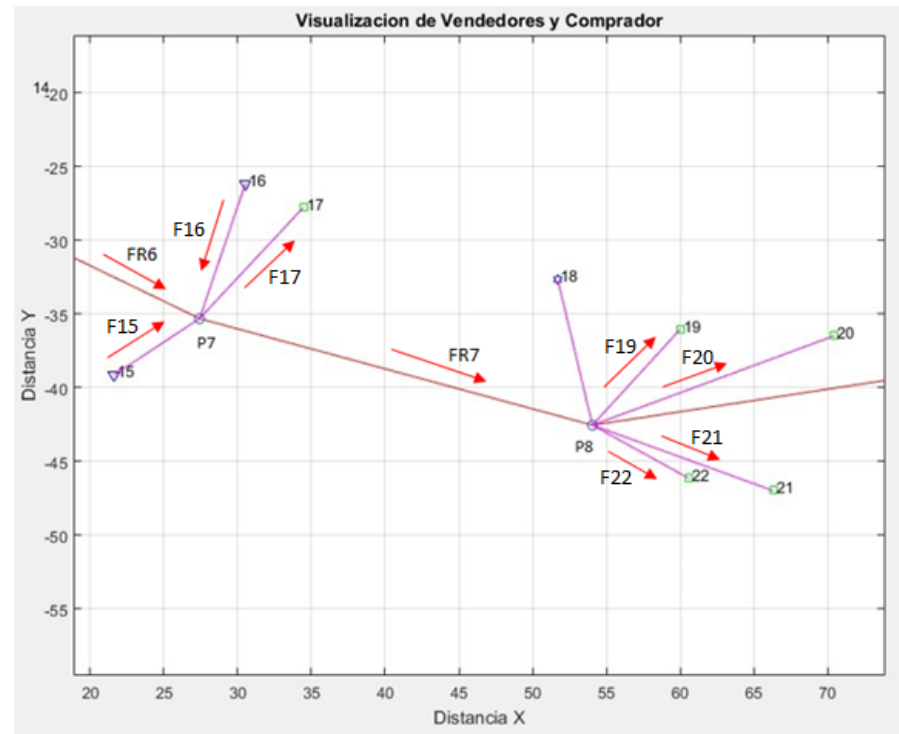


Figura 3 Anexo I Análisis de flujo para los nodos P7 y P8 (FUENTE: Propia)

Nodo P8:

$$FR_7 = F_{19} + F_{20} + F_{21} + F_{22}$$

$$FR_7 = 0,6008 \text{ KW} + 2,980 \text{ KW} + 2,984 \text{ KW} + 3,0408 \text{ KW}$$

$$FR_7 = 9.6056 \text{ KW}$$

Nodo P7:

$$FR_6 + F_{15} + F_{16} = F_{17} + FR_7$$

$$FR_6 + 3,24 \text{ KW} + 2,52 \text{ KW} = 3,0408 \text{ KW} + 9.6056 \text{ KW}$$

$$FR_6 = 6.8864 \text{ KW}$$

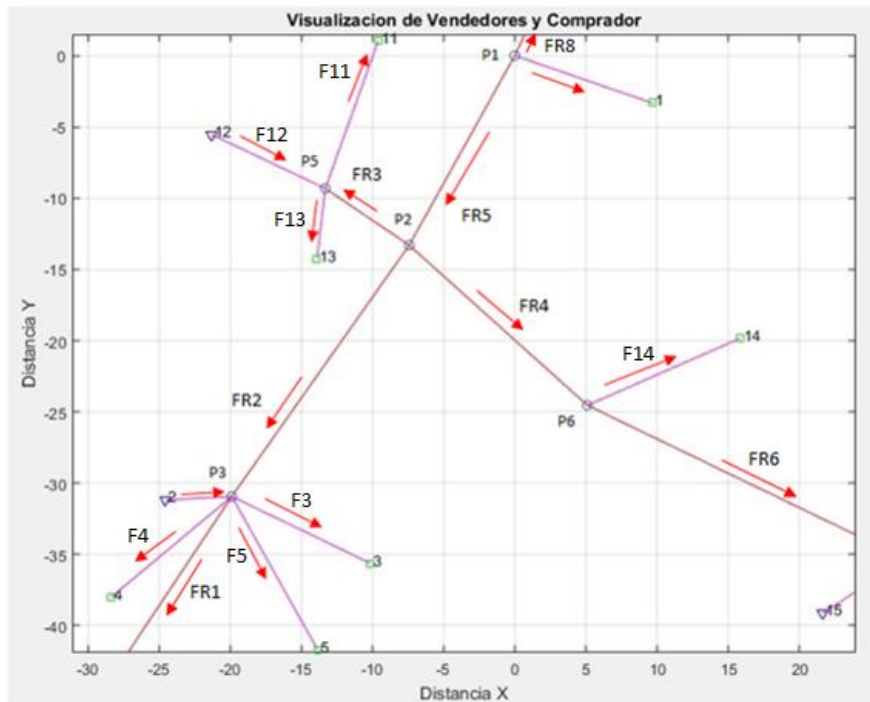


Figura 4 Anexo I. Análisis de flujo para los nodos P2, P3, P5 y P6 (FUENTE: Propia)

Nodo P3:

$$FR_2 + F_2 = F_3 + F_5 + F_4 + FR_1$$

$$FR_2 + 2,51 \text{ KW} = 3,0302 \text{ KW} + 3,0302 \text{ KW} + 2,989 \text{ KW} + 8.3674 \text{ KW}$$

$$FR_2 = 14.9068 \text{ KW}$$

Nodo P5:

$$FR_3 + F_{12} = F_{13} + F_{11}$$

$$FR_3 + 2,59 \text{ KW} = 2,9880 \text{ KW} + 3,0202 \text{ KW}$$

$$FR_3 = 3.4182 \text{ KW}$$

Nodo P6:

$$FR_4 = FR_6 + F_{14}$$

$$FR_4 = 6.8864 \text{ KW} + 2,0408 \text{ KW}$$

$$FR_4 = 8.9272 \text{ KW}$$

Nodo P2:

$$FR_5 = FR_2 + FR_3 + FR_4$$

$$FR_5 = 14.9068 \text{ KW} + 3.4182 \text{ KW} + 8.9272 \text{ KW}$$

$$FR_5 = 27.2522 \text{ KW}$$

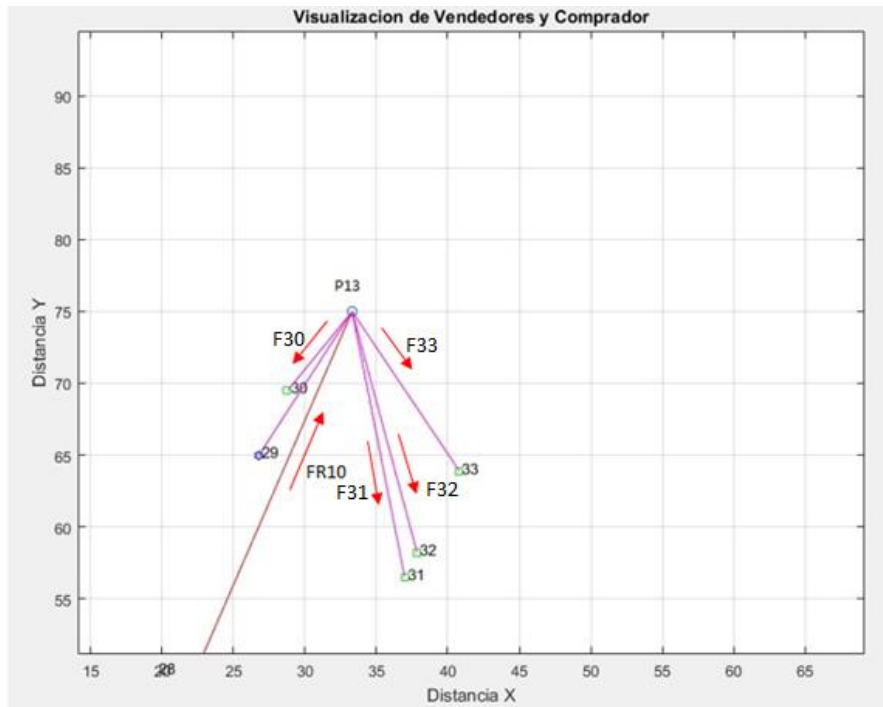


Figura 5 Anexo I. Análisis de flujo para el nodo P13 (FUENTE: Propia)

Nodo P13:

$$FR_{10} = F_{30} + F_{31} + F_{32} + F_{33}$$

$$FR_{10} = 6,1601 \text{ KW} + 0,7600 \text{ KW} + 0,7755 \text{ KW} + 0,4694 \text{ KW} = 8.165 \text{ KW}$$

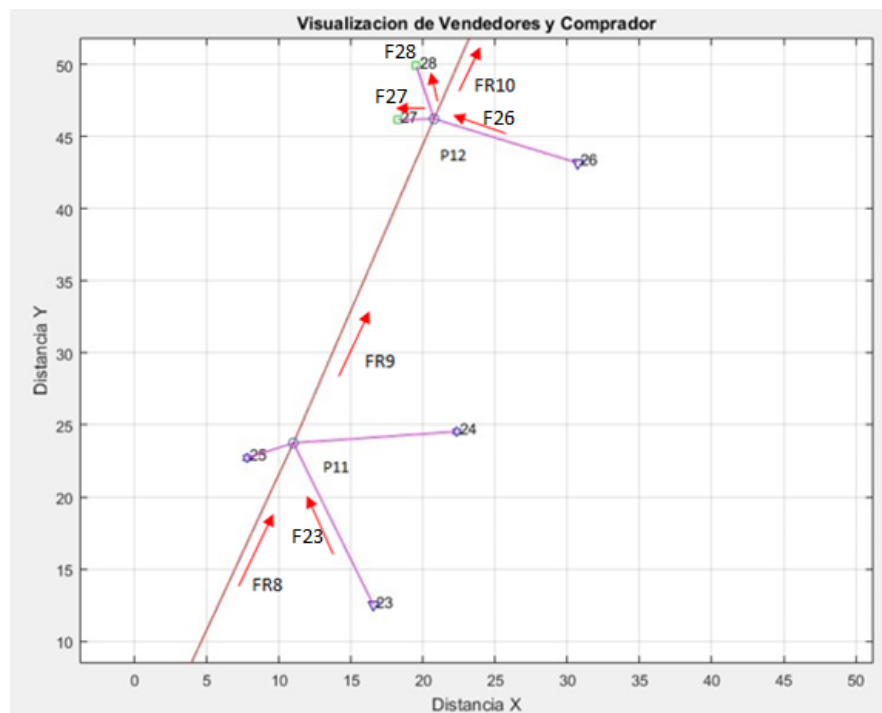


Figura 6 Anexo I. Análisis de flujo para los nodos P11 y P12 (FUENTE: Propia)

Nodo P12:

$$FR_9 + F_{26} = F_{27} + F_{28} + FR_{10}$$

$$FR_9 + 7,02 \text{ KW} = 4,8571 \text{ KW} + 2,9792 \text{ KW} + 8.165 \text{ KW}$$

$$FR_9 = 8.9813 \text{ KW}$$

Nodo P11:

$$FR_8 + F_{23} = FR_9$$

$$FR_8 + 2,52 \text{ KW} = 8.9813 \text{ KW}$$

$$FR_8 = 6.4613 \text{ KW}$$

De los resultados obtenidos en el algoritmo para un análisis cooperativo se obtiene la potencia que entrega o recibe el transformador de distribución, para el análisis de la red real (caso3) se obtiene que el transformador de distribución entrega energía a la red.

$$FR_T = 43.9584 \text{ KW}$$

Análisis de flujos para el nodo del transformador de distribución:

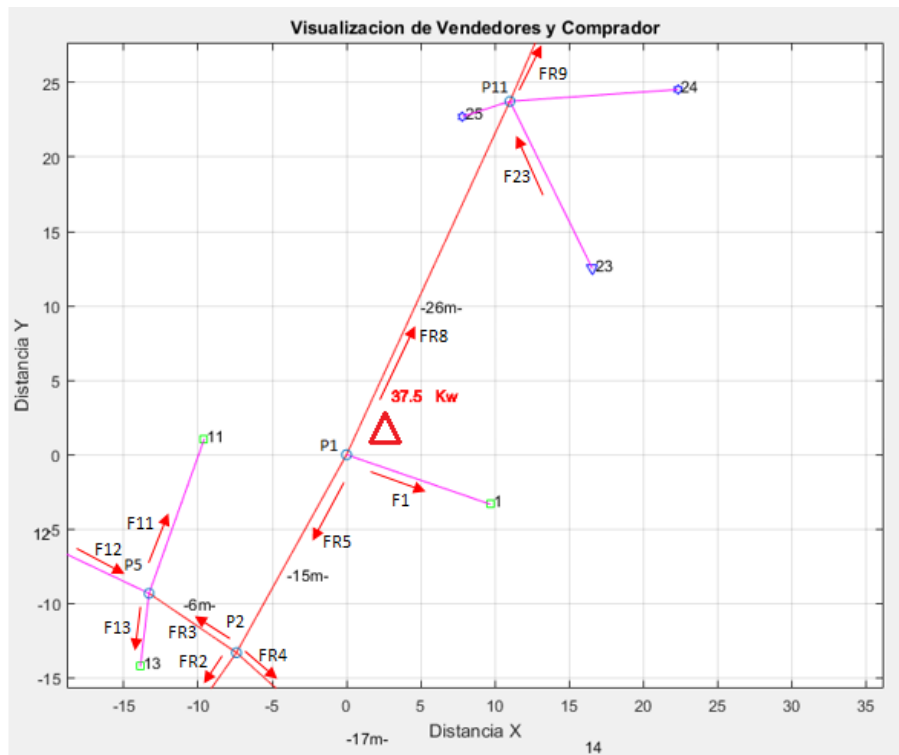


Figura 7 Anexo I. Análisis de flujo para el nodo P1 (FUENTE: Propia)

Nodo P1:

$$FR_T = FR_5 + FR_8 + F_1$$

$$43.9584 \text{ KW} = 27.2522 \text{ KW} + 6.4613 \text{ KW} + 10,2449 \text{ KW}$$

$$0 = 0$$

Por medio de este análisis se puede observar que los flujos de potencias se cumplen en cada nodo de la red, es decir, la suma de los flujos de potencia que entran a un nodo, es igual a la suma de potencias que sale del mismo. En el caso que los usuarios autoabastezcan su demanda, lo cual es poco común, el balance de flujos de potencia para ese usuario es cero.

Anexo J: Algoritmo Implementado

SUBROUTINAS DEL PROGRAMA

SUBROUTINA PROGRAMA

```
function [] = PROGRAMA()
%-----
%"INTERCAMBIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN, IMPLEMENTANDO UN
ALGORITMO
%
%                               DE JUEGOS COOPERATIVOS"
%-----
%AUTORES:      MARCO FERNANDO GONZALEZ LEON
%              ESTEBAN RAFAEL CARDOSO LEON
warning('off','all')
%Borrar los datos del archivo coaliciones para ejecutar un nuevo programa
delete Coaliciones.xlsx
clc
clear all
fer=1;
%Portada del algoritmo
disp('
                                UNIVERSIDAD DE CUENCA');
disp('
                                FACULTAD DE INGENIERIA');
disp('
                                ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA');
disp('AUTORES :      MARCO FERNANDO GONZALEZ LEON');
disp('
                                ESTEBAN RAFAEL CARDOSO LEON');
disp('-----');
disp('%"INTERCAMBIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN,
IMPLEMENTANDO UN ALGORITMO ');
disp('
                                DE JUEGOS COOPERATIVOS"');
disp('-----');
while fer==1

    disp('-----MENU PRINCIPAL-----');
    disp('Seleccione la opcion que desee ejecutar:')
    tipo=input('1._ Datos desde documento de excel.\n2._ Evolucion en el
tiempo.\n3._ Salir\n');

    if tipo==1 || tipo==2
        %% LECTURAS DE DATOS
        [Datos_SmartGrid,Datos_Transformador,Conductor,Postes,TramosP
        ]=LECTURA(tipo);
%-----
        %cálculo de las matrices con las distancias requeridas para el
        cálculo de coaliciones.
        [disSGTR] = distanciaSGTR( Postes,TramosP );
        [disSGSG] = DisSGSG( Postes,TramosP );
%-----
        %% MOSTRAR DATOS
        disp('*****Datos de Entrada*****')
        disp('*****')
        disp('')
        disp('*****Datos de los Usuarios*****')
        disp('
            No      Qi      Wi      Estado
            ')
        disp([Datos_SmartGrid(:,1) Datos_SmartGrid(:,4)-
        Datos_SmartGrid(:,5) Datos_SmartGrid(:,6) Datos_SmartGrid(:,7)])
```

```

% Sobrescribimos un archivo en Excel con los datos de cada usuario
datosusuario=[Datos_SmartGrid(:,1) Datos_SmartGrid(:,4)-
Datos_SmartGrid(:,5) Datos_SmartGrid(:,6) Datos_SmartGrid(:,7)];
xlswrite('RESULTADOS.xlsx',datosusuario,'datosusuario','A2')
disp(' *En la columna Estado -1=Comprador, 1=Vendedor 0=Satisface
su Demanda')

%-----
disp(' ')
disp('*****Datos del Transformador de Distribución*****')
disp('  Potencia   cte.de Perd.   Precio $/kW h ')
disp([Datos_Transformador(:,4) Datos_Transformador(:,5)
Datos_Transformador(:,6)])

%-----
% verificamos la función del transformador en ese instante de tiempo
Ptotal=sum(Datos_SmartGrid(:,4));
Dtotal=sum(Datos_SmartGrid(:,5));
excedente=abs(Ptotal-Dtotal);
if Ptotal>Dtotal
    fprintf('El transformador esta recibiendo %2.3f kw del
sistema.',excedente);
elseif Ptotal<Dtotal
    fprintf('El transformador está entregando %2.3f kw al
sistema.',excedente);
else
    fprintf('El transformador no está entregando ni recibiendo
potencia. ');
    fprintf('Potencia = %2.3f kw del sistema.',excedente);
end

%-----
%----Datos del conductor de distribución como de la acometida usada-----
disp(' ')
disp('*****Datos de la Red de Distribución*****')
disp(' Resist ohm/Km Resist Acom. ohm/Km Volt. BT(V) Umbral ')
disp([Conductor(:,1) Conductor(:,5) Conductor(:,2)
Conductor(:,4)])

disp('*****')
disp(' ')
disp(' ')

%-----
%-----ESTADO NO COOPERATIVO-----
% Uniendo todas las Smart grids con la subestación
[T,promperdidasnocop]=
COALICIONTRAFO(Datos_SmartGrid,Datos_Transformador,Conductor,disS
GTR,Postes);
%%
fin=1;
CONTADOR=1;
contador=1;
vectorpagos=T(:,9);
umbral=Conductor(4);
[Matriz,CONDICION] =
ARMANDOCOALICIONES(CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,disSGTR,disSGS
G);
PerCoopPi0=[];
PerCoopPj0=[];
PerCoopPij=[];

```

```

Vendedorai=[];
Compradoraj=[];

%-----ESTADO COOPERATIVO-----
disp('-----ESTADO COOPERATIVO-----')
while fin == 1
    %-----ITERACIONES REALIZADAS-----
    fprintf(strcat('Iteracion numero: ',num2str(CONTADOR),'\\n'))
    if CONTADOR==1
        [fm cm]= size(Matriz);
        if fm*cm==0
            disp('No existen coaliciones posibles...')
            if Datos_SmartGrid(:,7)==-1
                disp('Todas las Smargrid son compradoras')
            elseif Datos_SmartGrid(:,7)==1
                disp('Todas las Smargrid son vendedoras')
            else
                disp('Todas las Smargrid satisfacen su propia
                demanda')
            end
            %-----MOSTRAR GRAFICA DE LOS USUARIOS---
            %COMPRADORES, VENDEDORES O SE AUTOSATISFACEN
            %Todos los usuarios tienen la misma función.
            GRAFICAcompradores(Datos_SmartGrid,T,TramosP);
            if tipo==2
                %Llamar a programa variante en caso de una evolución
                %en el tiempo
                PROGRAMAvariante();
            end
            return
        end
        for i=1:length(Matriz(:,1))
            if contador==1
                pagos=1;
            else
                pagos=pagos1;
            end
        end
    end
    %-----CALCULO DE COALICIONES-----
    [v_S,pagos1]=
    CalculoCoaliciones(Matriz(i,:),contador,pagos,T,Datos_
    Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor,dissGSG);
    contador=contador+1;
end
vectorpagos=[vectorpagos,pagos1];
vectorpagos=ESTABLECIENDO(Matriz,vectorpagos,CONTADOR);
ultimopagos=vectorpagos(:,end);
elseif CONTADOR>1
    COALICIONACEPTADA=[];
    for k=1:length(Matriz(:,1))
        for i=1:length(Matriz(:,1))
            if contador==1
                pagos=1;
            else
                pagos=ultimopagos;
            end
        end
    end
end

```

```

[v_S,pagos1]=
CalculoCoaliciones (Matriz (k, :), contador, pagos, T, Da
tos_Transformador, Datos_SmartGrid, Conductor, disSGS
G);
contador=contador+1;
coalicionactual=Matriz (k, :);
end
%comparacion
comparacion=1;
for i=1:length (pagos1)
    [z,ultima]=size (vectorpagos);
    if abs (pagos1 (i))>abs (vectorpagos (i,ultima))
        comparacion=0;
    end
end
if comparacion == 1
    vectorpagos = [vectorpagos,pagos1];
    COALICIONACEPTADA=coalicionactual;
else
    xont=xont+1;
    if xont==length (Matriz (:,1))
        %debemos regresar a la coalición anterior
        hoja=strcat ('Coalicion_', num2str (CONTADOR-
1));
        matriz=xlsread ('Coaliciones.xlsx', hoja);
        pagosfinal=vectorpagos;
        suma=0;
        div=0;
        for i=1:length (matriz (:,1))
            %-----MOSTRAR DATOS-----

            [promedio,perdidas33]=MOSTRARDATOS (contador,p
agosfinal, T, matriz (i, :), Datos_Transformador, D
atos_SmartGrid, Conductor, disSGSG);
            for w=1:length (perdidas33 (:,5))
                %Extracción de datos
                PerCoopPi0 (end+1)=perdidas33 (w, 5);
                PerCoopPj0 (end+1)=perdidas33 (w, 4);
                PerCoopPij (end+1)=perdidas33 (w, 3);
                Compradoraj (end+1)=perdidas33 (w, 2);
                Vendedorai (end+1)=perdidas33 (w, 1);
            end
            suma=promedio (1)+suma;
            div=promedio (2)+div;
        end
        disp ('*****');
        %Promedio de pérdidas cooperativas
        perdcoop=suma/div;
        fprintf (strcat ('Promedio de Perdidas
cooperativas. es:', num2str (perdcoop), '\n'))
        disp ('*****');
        %Evolución del vector de pagos
        disp ('Evolución del Vector de Pagos por
Perdidas en el Sistema');
        disp (pagosfinal);
        disp ('*****');
    end
end

```



```

Perdidascooperativas=[Vendedorai'
Compradoraj' PerCoopPij' PerCoopPj0'
PerCoopPi0'];
disp('    Vendedor    Comprador    Pij            Pjo
Pio');
disp(Perdidascooperativas)
%Guardamos resultados en 'RESULTADOS.xlsx'
xlswrite('RESULTADOS.xlsx',Perdidascooperativ
as,'Perdidascooperativas','A2')
disp('*****');
%Promedio de pérdidas no cooperativas
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas NO
cooperativo.
es:',num2str(promperdidasnocop),'\n'))
%Promedio de pérdidas cooperativas
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas
cooperativas. es:',num2str(perdcoop),'\n'))
porce=abs((perdcoop-
promperdidasnocop)/promperdidasnocop)*100;
fprintf(strcat('El porcentaje de pérdidas se
redujo un:',num2str(porce),'%\n'))
disp('*****');

MOSTRARDATOS2(matriz,contador,pagosfinal,T,Da
tos_Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor)

%-----
%Ordenar y guardad resultados en un archivo Excel
resumencoop(Datos_SmartGrid,Perdidascooperati
vas,T)

%-----
%Llamar a función para realizar la visualización respectiva de la red.
GRAFICA(Datos_SmartGrid,T,Perdidascooperativa
s,TramosP,pagosfinal);

%-----

if tipo==2
    %Llamar a programa variante en caso de
    %una evolución    %en el tiempo
    PROGRAMAvariante();
end
return
end
end
end
[z,ultima]=size(vectorpagos);
ultimopagos=vectorpagos(:,ultima);

pagos=ESTABLECIENDO(COALICIONACEPTADA,vectorpagos,CONTADO
R);
[a b]=size(pagos);
if a*b==0
    %debemos regresar a la coalición anterior
    hoja=strcat('Coalicion_',num2str(CONTADOR-1));
    matriz=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
    pagosfinal=vectorpagos;
    suma=0;
    div=0;
    for i=1:length(matriz(:,1))

```

```

[promedio,perdidas33]=MOSTRARDATOS(contador,pagosfinal,T,matriz(i,:),Datos_Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor,disSGSG);
    for w=1:length(perdidas33(:,5))
        %Extracción de datos
        PerCoopPi0(end+1)=perdidas33(w,5);
        PerCoopPj0(end+1)=perdidas33(w,4);
        PerCoopPij(end+1)=perdidas33(w,3);
        Compradoraj(end+1)=perdidas33(w,2);
        Vendedorai(end+1)=perdidas33(w,1);
    end
    suma=promedio(1)+suma;
    div=promedio(2)+div;
end
disp('*****');
%Promedio de pérdidas cooperativas
perdcoop=suma/div;
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
es:',num2str(perdcoop),'\n'))
disp('*****');
%Evolución del vector de pagos
disp('Evolucion del Vector de Pagos por Perdidas en
el Sistema');
disp(pagosfinal);

disp('*****');
Perdidascooperativas=[Vendedorai' Compradoraj'
PerCoopPij' PerCoopPj0' PerCoopPi0'];
disp('    Vendedor Comprador Pij    Pjo
Pio');
disp(Perdidascooperativas)
%Guardamos resultados en 'RESULTADOS.xlsx'
xlswrite('RESULTADOS.xlsx',Perdidascooperativas,'Perd
idascooperativas','A2')
disp('*****');
%Promedio de pérdidas no cooperativas
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas NO cooperativo.
es:',num2str(promperdidasnocop),'\n'))
%Promedio de pérdidas cooperativas
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
es:',num2str(perdcoop),'\n'))
porce=abs((perdcoop-
promperdidasnocop)/promperdidasnocop)*100;
fprintf(strcat('El porcentaje de perdidas se redujo
un:',num2str(porce),'%\n'))
disp('*****');

MOSTRARDATOS2(matriz,contador,pagosfinal,T,Datos_Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor)

%-----
%Ordenar y guardad resultados en un archivo Excel
    resumencoop(Datos_SmartGrid,Perdidascooperativas,T)
%-----
%Llamar a función para realizar la visualización respectiva de la red.
    GRAFICA(Datos_SmartGrid,T,Perdidascooperativas,Tramos
P,pagosfinal)

```

```

%-----
        if tipo==2
            % Llamar a programa variante en caso de
            % una evolución en el tiempo
            PROGRAMAvariante();
        end
        return
    end
end
CONTADOR=CONTADOR+1;
%Armar coaliciones
[Matriz,CONDICION] =
ARMANDOCOALICIONES (CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,disSGTR,di
sSGSG);
xont=0;
fin=strcmp(CONDICION,'MODIFICABLE');

end
contador=CONTADOR-1;
pagosfinal=vectorpagos;
%%
%mostrar datos
hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador));
matriz = xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);

suma=0;
div=0;
for i=1:length(matriz(:,1))

[promedio,perdidas33]=MOSTRARDATOS(contador,pagosfinal,T,matriz(i
,:),Datos_Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor,disSGSG);
    for w=1:length(perdidas33(:,5))
        %Extracción de datos
        PerCoopPi0(end+1)=perdidas33(w,5);
        PerCoopPj0(end+1)=perdidas33(w,4);
        PerCoopPij(end+1)=perdidas33(w,3);
        Compradoraj(end+1)=perdidas33(w,2);
        Vendedorai(end+1)=perdidas33(w,1);
    end
    suma=promedio(1)+suma;
    div=promedio(2)+div;
end
%-----
disp('*****');
%Promedio de pérdidas cooperativas
perdcoop=suma/div;
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
es:',num2str(perdcoop),'\\n'))

disp('*****');
%Evolución del vector de pagos
disp('Evolucion del Vector de Pagos por Perdidas en el Sistema');
disp(pagosfinal);

disp('*****');

```

```

Perdidascooperativas=[Vendedorai' Compradoraj' PerCoopPij'
PerCoopPj0' PerCoopPi0'];
disp(' Vendedor Comprador Pij Pjo Pio');
disp(Perdidascooperativas)
%Guardamos resultados en 'RESULTADOS.xlsx'
xlswrite('RESULTADOS.xlsx',Perdidascooperativas,'Perdidascooperat
ivas','A2')
disp('*****');
%Promedio de pérdidas no cooperativas
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas NO cooperativo.
es:',num2str(promperdidasnocop),'\n'))
%Promedio de pérdidas cooperativas
fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
es:',num2str(perdcoop),'\n'))
porce=abs((perdcoop-promperdidasnocop)/promperdidasnocop)*100;
fprintf(strcat('El porcentaje de perdidas se redujo
un:',num2str(porce),'%\n'))
disp('*****');

MOSTRAR DATOS2(matriz,contador,pagosfinal,T,Datos_Transformador,Dat
os_SmartGrid,Conductor)

%-----
%Ordenar y guardad resultados en un archivo Excel
%-----

resumencoop(Datos_SmartGrid,Perdidascooperativas,T)
if tipo==2
    %Llamar a programa variante en caso de
    %una evolución en el tiempo
    PROGRAMAvariante();
end

%-----
%Llamar a función para realizar la visualización respectiva de la red.
GRAFICA(Datos_SmartGrid,T,Perdidascooperativas,TramosP,pagosfinal)
%-----

disp('-----');
continuar=input('1._Ejecutar Nuevamente el programa\n2._ Salir
del programa.\n');
disp('-----');
if continuar==1
    %Cerramos y limpiamos todo para un nuevo análisis
    close all
    clear all
    fer=1;
    clc
else
    fer=2;
end
elseif tipo==3
    fer=2;
else
    fer=1;
end
end
end
end

```

SUBROUTINA LECTURA

```

function [Datos_SmartGrid,Datos_Transformador,Conductor,Postes,TramosP ]
= LECTURA( tipo)
%Devuelve todos los datos necesarios para el correcto análisis del
%algoritmo
if tipo==1;
    %En el caso que desee leer los datos de un documento en excel
    Datos_SmartGrid=xlsread('MGsDatosss.xlsx', 'Datos_SmartGrid');
    Postes=xlsread('MGsDatosss', 'PostesSG');
    TramosP=xlsread('MGsDatosss', 'Tramos');
elseif tipo==2
    %Para un análisis en el cual se tiene una evolución en el tiempo de
    %los usuarios pertenecientes a la red de distribución
    disp('-----');
    sub=input('1._ Variar Potencia y Demanda de todas los usuarios.\n2._
    Variar Potencia y Demanda por usuario de manera individual.\n');
    if sub==1
        %Para variar los datos de potencia, demanda y precios de todos
        %los usuarios
        Datos_SmartGrid=xlsread('MGsDatosss.xlsx', 'Datos_SmartGrid');
        nume=length(Datos_SmartGrid(:,1));
        Postes=xlsread('MGsDatosss', 'PostesSG');
        TramosP=xlsread('MGsDatosss', 'Tramos');
        numSG=length(Datos_SmartGrid(:,1));
        P=Datos_SmartGrid(:,4);
        D=Datos_SmartGrid(:,5);
        Precio=Datos_SmartGrid(:,6);
        PA=[P D];%Datos actuales
        for i=1:numSG;
            PGmin=P(i)-0.5; %Potencia mínimo
            PGmax=P(i)+0.5; %Potencia máximo
            porp=abs(PGmin+rand(1,1)*(PGmax-PGmin));
            PDmin=D(i)-0.5; %Demanda mínima
            PDmax=D(i)+0.5; %Demanda máxima
            pord=abs(PDmin+rand(1,1)*(PDmax-PDmin));
            preciomin=0.05; %Precio mínimo
            precimax=0.5204; %Precio máximo
            precio=preciomin+rand(1,1)*(precimax-preciomin);
            if P(i)~=0 && D(i)~=0
                %Comparación con los datos anteriores y los datos nuevos
                %Para la asignación de precios de energía.
                pi=P(i);
                di=D(i);
                P(i)=porp;
                D(i)=pord;
                if pi<=di
                    if porp>pord
                        Precio(i)=precio;
                    else
                        Precio(i)=0.0933;
                    end
                elseif pi>=di
                    if porp<pord
                        Precio(i)=0.0933;
                    end
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        elseif P(i)==0 && D(i)~=0
            pi=0;
            di=pord;
            P(i)=pi;
            D(i)=di;
        end
    end
    potencias=[P D];
    potenciascosto=[P D Precio];
    %Sobrescribimos el archivo Excel con los nuevos datos de cada
    %usuarios
    xlswrite('MGsDatoosss.xlsx',potenciascosto,'Datos_SmartGrid','D2')
    Datos_SmartGrid=xlsread('MGsDatoosss.xlsx','Datos_SmartGrid');
elseif sub==2
    %En el caso que se requiera varia los daos de un o mas usuarios
    %de manera individual.
    Datos_SmartGrid=xlsread('MGsDatoosss.xlsx','Datos_SmartGrid');
    cuantas=input('Ingrese cuantas smartgrids varian:\n');

    Postes=xlsread('MGsDatoosss','PostesSG');
    TramosP=xlsread('MGsDatoosss','Tramos');
    numSG=length(Datos_SmartGrid(:,1));
    P=Datos_SmartGrid(:,4);
    D=Datos_SmartGrid(:,5);
    PA=[P D];%actuales
    cont=1;
    while cont<=cuantas
        NoSG=input('Ingrese el número de Usuario:\n');
        for i=1:numSG;
            if NoSG==i
                fprintf('\npara la SG %0.f P=%2.2f KW y D=%2.2f KW
                \n',i,P(i),D(i))
                VP=input('%ingrese la variación de la Potencia
                (KW):\n');
                VD=input('%ingrese la variación de la Demanda
                (KW):\n');
                P(i)=P(i)+VP;
                D(i)=D(i)+VD;
            end
        end
        cont=cont+1;
    end
    potencias=[P D];
    %Sobrescribimos el archivo Excel con los nuevos datos de cada
    %usuarios
    xlswrite('MGsDatoosss.xlsx',potencias,'Datos_SmartGrid','D2')
    Datos_SmartGrid=xlsread('MGsDatoosss.xlsx','Datos_SmartGrid');
end
end
% Leemos los demás datos que no varían.
Datos_Transformador=xlsread('MGsDatoosss.xlsx','Datos_Transformador');
Conductor=xlsread('MGsDatoosss.xlsx','Datos_Conductor');
end

```

SUBROUTINA distanciaSGTR

```
function [disSGTR] = distanciaSGTR( Postes,TramosP )
% Devuelve una matriz de n filas donde n es el numero de usuarios y dos
% columnas por ejemplo [5 40] que quiere decir, la distancia del usuario
5
% al transformador de distribucion es 40 metros.
nosg=Postes(:,1);
POSTU=Postes(:,2);
POSTI=TramosP(:,1);
POSTF=TramosP(:,2);
LONGTR=TramosP(:,3);
l=0;
longitudes=[];
for j=1:length(nosg(:,1))
    k= POSTU(j);
    if k==1;
        l=0;
        longitudes(end+1)=l;
    end
    while k~=1
        for i=length(POSTF(:,1)):-1:1%
            if k == POSTF(i);
                l=l+LONGTR(i);
                k=POSTI(i);
            end
        end
        longitudes(end+1)=l;
        l=0;
    end
end
distanciast=longitudes';
disSGTR=[nosg distanciast];
end
```

SUBROUTINA DisSGSG

```
function [disSGSG] = DisSGSG( Postes,TramosP )
%Devuelve una matriz de 3 columnas en la que sus elementos son las
%distancias correspondientes entre usuarios, por ejemplo [5 20 30] que
%quiere decir que la distancia entre el usuario 5 al 20 es de 30 metros,
%con lo cual la matriz devuelve de nxn filas y 3 columnas donde n es el
%numero de usuarios
nosg=Postes(:,1);
POSTU=Postes(:,2);
POSTI=TramosP(:,1);
POSTF=TramosP(:,2);
LONGTR=TramosP(:,3);
matno1=[];
matno2=[];
Mdn=[];
cont=1;
long_acom=Postes(:,3);
acom=long_acom(1,1);
for g=1:length(nosg(:,1))
    for h=length(nosg(:,1)):-1:1
        k=POSTU(g);
```

```

cont1=1;
if k==1;
    matno1(end+1,1)=1;
    matno1(cont1,2)=1;
    matno1(cont1,3)=0;
    cont1=cont1+1;
end
while k~=1
    for i=length(POSTF(:,1)):-1:1%
        if k == POSTF(i);
            matno1(end+1,1)=POSTI(i);
            matno1(cont1,2)=POSTF(i);
            matno1(cont1,3)=LONGTR(i);
            cont1=cont1+1;
            k=POSTI(i);
        end
    end
    l=0;
    k1=POSTU(h);
    cont2=1;
    if k1==1;
        matno2(end+1,1)=1;
        matno2(cont2,2)=1;
        matno2(cont2,3)=0;
        cont2=cont2+1;
    end
    while k1~=1
        for i=length(POSTF(:,1)):-1:1%
            if k1 == POSTF(i);
                matno2(end+1,1)=POSTI(i);
                matno2(cont2,2)=POSTF(i);
                matno2(cont2,3)=LONGTR(i);
                cont2=cont2+1;
                k1=POSTI(i);
            end
        end
    end
    for i=1:length(matno1(:,1))
        for j=1:length(matno2(:,1))
            if matno1(i,1)==matno2(j,1) && matno1(i,2)==matno2(j,2)
                && POSTU(g)~=POSTU(h)
                    matno1(i,:)=zeros();
                    matno2(j,:)=zeros();
            end
        end
    end
    if POSTU(g)~=POSTU(h)
        N1=sum(matno1(:,3));
        N2=sum(matno2(:,3));
        Dist=N1+N2+2*acom;
        Mdn(end+1,1)=nosg(g);
        Mdn(cont,2)=nosg(h);
        Mdn(cont,3)=Dist;
        Mdn;
        Dist=0;
        matno1=[];
    end
end

```



```

        matno2=[];
        cont=cont+1;
    else
        Dist=2*acom;
        Mdn(end+1,1)=nosg(g);
        Mdn(cont,2)=nosg(h);
        Mdn(cont,3)=Dist;
        matno1=[];
        matno2=[];
        Dist=0;
        cont=cont+1;
    end
end
end
disSGSG=Mdn;
end

```

SUBROUTINA COLICIONESTRAFO

```

function [T,promperdidasnocop]=COALICIONTRAFO (PDSG,PDME,PA,disSGTR,Postes)
%Realiza El intercambio no Cooperativo, es decir, los usuarios tanto
%compradores como vendedores solo interactúan con el transformador de
%distribución. Tomando como Datos de entrada los datos pertinentes a los
%usuarios como potencia, demanda, estado etc., así como los datos del
%transformador, conductores, distancia entre los usuarios y el
%transformador de distribución, y los datos de las longitudes de las
%acometidas respectivamente
global promperdidas
%adquisición de datos
diasgtr=disSGTR;
long_acom=Postes(:,3);
LPDSG=length(PDSG(:,1));
R=PA(1,1)/1000;
Racome=PA(1,5)/1000;
U0=PA(1,2);
U1=PA(1,3);
Du=PA(1,4);
Beta=PDME(1,5);
PrecioEnergia=PDSG(1,6); % es el wi
%%
No= PDSG(:,1);
%calculando el vector de potencias q puede ser negativo(comprador),
o positivo (vendedor)
Qi = zeros(LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    disxx=PDSG(i,4)-PDSG(i,5);
    Qi(i,1)=disxx;
    % vector de Qi que es potencia-demandada
end
% ver si es comprador o vendedor
%solución EstadoQi
Estado = zeros(LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    if Qi(i,1)>0; %vendedor=1
        estado=1;
        Estado(i,1)=estado;
    elseif Qi(i,1)<0; % comprador=-1
        estado=-1;
    end
end

```

```

        Estado(i,1)=estado;
    elseif Qi(i,1)==0;%se autoabastece=0
        estado=0;
        Estado(i,1)=estado;
    end
end
%%
%distancias hacia el transformador de distribución.
distancia = diasgtr(:,2);
Rio= zeros(LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    rio=R*distancia(i,1);
    rioacom=Racome*long_acom(i,1);
    Rio(i,1)=rio+rioacom;
end
%%
%calcular Li+ Li-
%-----Para Li+-----
Limas= zeros(LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    if Qi(i,1)<0;
        limas=((1-Beta)*U0^2+U0*sqrt((1-Beta)^2*U0^2-
            4*Rio(i,1)*abs(Qi(i,1))))/(2*Rio(i,1));
        Limas(i,1)=limas;
    elseif Qi(i,1)>0;
        limas=(-
            (1+Beta)*U0^2+U0*sqrt((1+Beta)^2*U0^2+4*Rio(i,1)*abs(Qi(i,1)
            )))/(2*Rio(i,1));
        Limas(i,1)=limas;
    elseif Qi(i,1)==0;
        limas=0;
        Limas(i,1)=limas;
    end
end
end
%..... Li-.....

Limenos= zeros(LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    if Qi(i,1)<0;
        limenos=((1-Beta)*U0^2-U0*sqrt((1-Beta)^2*U0^2-
            4*Rio(i,1)*abs(Qi(i,1))))/(2*Rio(i,1));
        Limenos(i,1)=limenos;
    elseif Qi(i,1)>0;
        limenos=(-(1+Beta)*U0^2-
            U0*sqrt((1+Beta)^2*U0^2+4*Rio(i,1)*abs(Qi(i,1))))/(2*Rio(i,
            1));
        Limenos(i,1)=limenos;
    elseif Qi(i,1)==0;
        limenos=0;
        Limenos(i,1)=limenos;
    end
end
end
%.....Li optimo.....
Lioptimo = min(abs(Limas),abs(Limenos));
%%
%Pio perdida
Pio = zeros(LPDSG,1);

```

```

for i=1:LPDSG
    if Qi(i,1)>0;
        pio=((Rio(i,1)*Qi(i,1)*Qi(i,1))/(U0*U0))+Beta*Qi(i,1);
        Pio(i,1)=pio;
    elseif Qi(i,1)<0;
        pio=((Lioptimo(i,1)*Lioptimo(i,1)*Rio(i,1))/(U0*U0))+Beta*abs(Lioptimo(i,1));
        Pio(i,1)=pio;
    elseif Qi(i,1)==0;
        pio=0;
        Pio(i,1)=pio;
    end
end
%%
%calculo la u({i})
Uii= zeros(LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    uii=(-1)*PDSG(i,6)*Pio(i,1);
    Uii(i,1)=uii;
end
%%
T=[No Qi Estado Rio Limas Limenos Lioptimo Pio Uii distancia]; %
matriz de datos
%%
disp('*****Estado no Cooperativo*****')
disp('      No      Qi      Lioptimo      Pio      Costo por perdidas' )
disp([No Qi Lioptimo Pio Uii ])
estadonocop=[No Qi Lioptimo Pio Uii ];
xlswrite('RESULTADOS.xlsx',estadonocop,'estadonocop','A2')
promperdidas=sum(Pio)/length(Pio);
promperdidasnocop=promperdidas;
fprintf(strcat('El promedio de perdidas no cooperativo
es:',num2str(promperdidas)))
disp('      ')
disp('      ')
end

```

SUBROUTINA ARMANDOCOALICIONES

```

function[PCSG,estado] =
ARMANDOCOALICIONES(CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,disSGTR,disSGSG)
%Arma las respectivas coaliciones llamando a las subrutinas
%correspondientes.
contador=CONTADOR;
if contador == 1
    [PCSG,estado]=ITERACION1(contador,Datos_SmartGrid,umbral,disSGTR,disSGSG);
elseif contador>1
    [PCSG,estado]=COMBINACIONES(contador,Datos_SmartGrid,umbral,disSGTR,disSGSG);
end
end

```

SUBROUTINA ITERACION

```

function [matc,estado] =
ITERACION1(contador,matriz,umbral,disSGTR,disSGSG)
    elementos=matriz(:,1);
    elementos=[elementos elementos];
    datosmg=matriz;
    hoja=strcat('Coalicion',num2str(contador));
    %diferenciamos entre compradores y vendedores
    [vendedor,comprador]=VENDYCOMP(elementos,datosmg);
    %Calcular la menor distancia de un vendedor para todos los
    %compradores
    %se asigna a cada comprador el vendedor más cercano,
    Mdn=disSGSG;
    if ~isempty(vendedor) && ~isempty(comprador)
        asig=[comprador zeros(length(comprador),1)
            zeros(length(comprador),1)];
        for i=1:length(comprador)
            va=0;
            min=umbral;
            for j=1:length(vendedor)
                c=comprador(i);
                v=vendedor(j);
                %Se procede a encontrar la distancia entre el comprador
                % y vendedor
                for z=1:length(Mdn(:,1))
                    if v==Mdn(z,1) && c==Mdn(z,2)
                        a=Mdn(z,3);
                    end
                end
                if a<min
                    va=j;
                    min=a;
                end
            end
            if va==0;
                asig(i,2)=0;
            else
                asig(i,2)=vendedor(va);
            end
            asig(i,3)=min;
        end

        for i=1:length(asig(:,2))
            if asig(i,2)==0
                asig(i,3)=disSGTR(i,2);
            end
        end
        salida=asig;
        %% eliminar las asignaciones repetidas
        for i=1:length(salida(:,1))
            uno=salida(i,2);
            for j=1:length(salida(:,1))
                dos=salida(j,2);
                if dos==uno
                    if i~=j

```

```

        if salida(i,3)>salida(j,3)
            salida(i,2)=0;
        else
            salida(j,2)=0;
        end
    end
end
end
%armar un vector de asignaciones conjunto de vendedores y
% compradores
asig1=salida(:,1);
asig2=salida(:,2);
NoSG=zeros(length(asig1),1);
for i=1:length(asig1)
    NoSG(i)=i;
end
salida=[NoSG asig1 asig2];
%% agregando posibles vendedores faltantes
ven=sort(vendedor);
ven1=salida(:,3);
ven1(ven1==0)=[];
ven1=sort(ven1);
for i=1:length(ven1)
    for j=1:length(ven)
        if ven1(i)==ven(j)
            ven(j)=0;
        end
    end
end
ven(ven==0)=[];
for i=1:length(ven)
    nuevo=zeros(1,length(salida(1,:)));
    nuevo(1)=length(salida(:,1))+i;
    nuevo(2)=ven(i);
    salida=[salida;nuevo];
end
%% concatenamos elementos
matc =zeros(length(salida(:,1)),length(matriz(:,1)));
for i=1:length(salida(:,1))
    vector=salida(i,:);
    for j=1:length(vector)
        matc(i,j)=vector(1,j);
    end
end
estado='MODIFICABLE';
else
    matc=[];
    estado='OPTIMO';
end
end
end

```

SUBROUTINA CONMBINACIONES

```

function
[Coalicion,estado]=COMBINACIONES(contador,datosmg,distanciaU,disSGTR,disS
GSG)

    global COALICIONES
    distanciaU;
    Mdn=disSGSG;
    estado='MODIFICABLE';
    Datos_SmartGrid=datosmg;
    if contador == 2
        hoja='coalicion_1';
    else
        hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador-1));
    end
    matriz=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
    %separa vendedor comprador de la matriz de coaliciones
    [vendedor,comprador] = VENDYCOMP(matriz,datosmg);%
    %%
    veCompleto=matriz(:,1);
    veCompleto(veCompleto==0)=[];
    %%
    if length(vendedor)>0 && length(comprador)>0 &&
        length(veCompleto)>0
        %Se combina y elimina las coaliciones comprador-comprador,
        %vendedor-vendedor
        combin=combinar(veCompleto,vendedor,comprador,0);

        band=0;coalicion=[];col1=[];col2=[];%inicializar matriz
        for i=1:length(combin(:,1))
            %band=0;%verificar si esta fuera de la distancia umbral
            col1=matriz(combin(i,1),:);%
            col2=matriz(combin(i,2),:);%
            col22=col2;col21=col1;
            col21(col21==0)=[];col21(1)=[];
            col22(col22==0)=[];col22(1)=[];
            %concatena coaliciones
            C = horzcat(col21,col22);
            C=C';
            %separa vendedor comprador por coalición
            [ven,com] = vendcomp(C ,datosmg);
            if length(ven)>0 && length(com)>0
                C;
                %Se combina los elementos por coalición eliminando
                %comprador-comprador, vendedor-vendedor
                comb=combinar(C,ven,com,1);
                for j=1:length(comb(:,1))
                    u=comb(j,1);
                    v=comb(j,2);

                    for z=1:length(Mdn(:,1))
                        if v==Mdn(z,1) && u==Mdn(z,2);
                            d=Mdn(z,3);
                        end
                    end
                    if d>distanciaU
                        band=1;
                    end
                end
            end
        end
    end

```

```

        end
    end
    else
        band=1;
    end
    if band==0
        %Guardamos las nuevas coaliciones posibles filtradas %por
        %la distancia umbral
        c=[col1(1) col2(1)];
        coalicion=[coalicion;c];
    end
    band=0;
    end
    coalicion;
else
    coalicion=[];
end
coalicion;
if length(coalicion)==0
    estado='OPTIMO';
    Coalicion=[];
else
    estado='MODIFICABLE';

Coalicion=ELEMENTOSCOALICION(coalicion,contador,Datos_SmartGrid);
end
return
end

```

SUBROUTINA combinar

```

function combin=combinar(vecompleto,vendedor,comprador, caso)
% Se combina y elimina las coaliciones:
% Comprador-Comprador
% Vendedor-Vendedor
    if caso==1
        caso;
        Vcombt=nchoosek(vecompleto,2);%combina todos los elementos
        if length(vendedor)>=2
            VcomV=nchoosek(vendedor,2);%combina elementos vendedor
        else
            VcomV=[vendedor,0];%en el caso de que haya solo un vendedor
        end
        if length(comprador)>=2
            VcomC=nchoosek(comprador,2);%combina elementos comprador
        else
            VcomC=[comprador,0];%en el caso de que haya solo un
                %comprador
        end
        for i=1:length(Vcombt(:,1))
            for j=1:length(VcomV(:,1))
                if Vcombt(i,1)==VcomV(j,1) && Vcombt(i,2)==VcomV(j,2)
                    Vcombt(i,:)=0;%elimina combinaci3n vendedor con
                        %vendedor
                end
            end
            for j=1:length(VcomC(:,1))
                if Vcombt(i,1)==VcomC(j,1) && Vcombt(i,2)==VcomC(j,2)

```

```

                                Vcombt(i,:)=0;%elimina combinación comprador con
                                %comprador
                                end
                                end
                                end

                                aux1=Vcombt(:,1);aux2=Vcombt(:,2);aux2(aux2==0)=[];aux1(aux1==0
                                )=[];
                                combin(:,1)=aux1;combin(:,2)=aux2;
else
    caso;
    combin=nchoosek(vcompleto,2);
end
end
end

```

SUBROUTINA ELEMENTOSCOALICION

```

function [N] = ELEMENTOSCOALICION( matc ,contador,Datos_SmartGrid)
%% mostrando todos los elementos de la smartgrid
N=[];
hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador-1));
coalicionant=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
coalicionant(:,1)=[];
for i=1:length(matc(:,1));
    vect=matc(i,:);
    n=[];
    for j=1:length(vect);
        n1=coalicionant(vect(j),:);
        n=[n1 n];
    end
    N=[N;n];
end
a=[];
for i=1:length(N(:,1))
    a(i)=i;
end
N=[a' N];
for k=1:length(N(:,1))
    N(k,1)=k;
end
end
end

```

SUBROUTINA CalculoCoaliciones

```

function
[vS,pagos1]=CalculoCoaliciones(coalicion,contador,pagos,T,Datos_Transform
ador,Datos_SmartGrid,Conductor,disSGSG)
Mdn=disSGSG;
str = coalicion;
str(str==0)=[ ];
Estados = T(:,3);
n=length(Estados);
vendedores=zeros(1,n);
compradores=zeros(1,n);
satisfacen=zeros(1,n);
potencias = T(:,2);

```



```

DatosSG = Datos_SmartGrid;
CombiPI=[];
for i=2:length(str)
    if Estados(str(i)) == 1
        vendedores(i)=str(i);
    elseif Estados(str(i)) == -1
        compradores(i)=str(i);
    elseif Estados(str(i)) == 0
        satisfacen(i)=str(i);
    end
end
vendedores(vendedores==0) = [];
compradores(compradores==0) = [];
if length(compradores)==0
else
    for i=1:length(compradores)
        Pot(i)=potencias(compradores(i));
    end
    CompraPot=[compradores',Pot'];
    [B,k]=sort(CompraPot(:,2)); %ordeno de acuerdo al comprador con
                                %más demanda
    B=[CompraPot(k) B];
    CombiPI = B(:,1)';
end
%ordeno a los vendedores
if length(vendedores)==0
elseif length(compradores)~=0
    for i=1:length(vendedores);
        cf=CombiPI(1);
        vf=vendedores(i);
        for z=1:length(Mdn(:,1))
            if vf==Mdn(z,1) && cf==Mdn(z,2);
                DistVend(i)=Mdn(z,3);
            end
        end
    end
    VendeDisComp1=[vendedores',DistVend'];
    [C,d]=sort(VendeDisComp1(:,2));
    C=[VendeDisComp1(d) C];
    vendedores=C(:,1)';
end

x = length(compradores);
y = length(vendedores);
b = length(CombiPI);

%%
conductor = Conductor;
datostrafo = Datos_Transformador;
R = conductor(:,1)/1000;
Uo = conductor(:,2);
U1 = conductor(:,3);
Du = conductor(:,4);
B = datostrafo(:,5);

Rio = T(:,4);

```

```

vS = zeros(b+5,1);
%%variables de control
k = 1;
i=1;
j=1;
p=1;
if y==0 || x==0
    %'La coalición está formado por un solo elemento.'
    vS=0;
else
    while i<=y
        while j<=b
            posv = vendedores(i);
            posc = CombiPI(j);
            AQ = potencias(posv)-abs(potencias(posc));

            coalicionv(p)=posv;
            coalicionc(p)=posc;

            p=p+1;
            if AQ<=0
                for zz=1:length(Mdn(:,1))
                    if posv==Mdn(zz,1) && posc==Mdn(zz,2);
                        Disv_c=Mdn(zz,3);
                    end
                end
                Rv_c = (Disv_c*R);
                Lipos = abs((-U1^2+U1*sqrt(U1^2+4*abs(potencias(posv))*Rv_c))/(2*Rv_c));
                Lineg = abs((-U1^2-U1*sqrt(U1^2+4*abs(potencias(posv))*Rv_c))/(2*Rv_c));
                ;
                if Lipos>Lineg
                    Li = abs(Lineg);
                else
                    Li = abs(Lipos);
                end
                Pij = ((Rv_c*Li^2)/U1^2);
                DefiPot = abs(abs(potencias(posc))-Li);
                potencias(posc)=DefiPot;
                i=i+1;
                if i>y
                    %'Comprador se debe unir al Transformador de
                    %distribución'
                    Ljpos = abs((((1-B)*Uo^2)+Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)-
                    4*Rio(posc)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posc)));
                    Ljneg = abs((((1-B)*Uo^2)-Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)-
                    4*Rio(posc)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posc)));
                    if Ljpos>Ljneg
                        Lj = abs(Ljneg);
                    else
                        Lj = abs(Ljpos);
                    end
                    Pjo = ((Rio(posc)*Lj^2)/Uo^2)+(B*Lj);
                end
            end
        end
    end
end

```

```

Pio = 0;
uS_PI(k)= (-1)*(abs(Pij)+abs(Pjo)+abs(Pio));
k=k+1;

coalicionv(p)=0;
coalicionc(p)=CombiPI(j);%posc
p=p+1;
if j<b
    for indice=1:b-j
        coalicionv(p)= 0;
        coalicionc(p)=CombiPI(j+indice);%posc
        p=p+1;
    end
end
i=y+1;
j=b+1;
end
else

for zzz=1:length(Mdn(:,1))
    if posv==Mdn(zzz,1) && posc==Mdn(zzz,2);
        Disv_c=Mdn(zzz,3);
    end
end

Rv_c = (Disv_c*R);
Lipos = abs((U1^2+U1*sqrt(U1^2-
4*potencias(posc)*Rv_c))/(2*Rv_c));
Lineg = abs((U1^2-U1*sqrt(U1^2-
4*potencias(posc)*Rv_c))/(2*Rv_c));
if Lipos>Lineg
    Li = abs(Lineg);
else
    Li = abs(Lipos);
end
Pij = ((Rv_c*Li^2)/U1^2);
DefiPot = abs(abs(potencias(posv))-Li);
potencias(posv)=DefiPot;
j=j+1;
if j>b
    %'Vendedor vende al transformador de
    %distribución'
    coalicionc(p)=0;
    coalicionv(p)=posv;
    p=p+1;
    Ljpos = abs(((1-B)*Uo^2)+Uo*sqrt(((1-
B)^2*Uo^2)+4*Rio(posv)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(pos
v)));
    Ljneg = abs(((1-B)*Uo^2)-Uo*sqrt(((1-
B)^2*Uo^2)+4*Rio(posv)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(pos
v)));
    if Ljpos>Ljneg
        Lj = abs(Ljneg);
    else
        Lj = abs(Ljpos);
    end
end

```

```

        Pio = ((Rio(posv)*Lj^2)/Uo^2)+(B*Lj);
        Pjo = 0;
        uS_PI(k)= (-1)*(abs(Pij)+abs(Pjo)+abs(Pio));
        k=k+1;
        if i<y
            for indice=1:y-i
                coalicionc(p)=0;
                coalicionv(p)=vendedores(i+indice);
                p=p+1;
            end
        end

        j=b+1;
        i=y+1;

    end

    coaliTtotal=[coalicionv;coalicionc];

end

RUTAS = coaliTtotal';
uS_PI;
vS = (max(max(uS_PI)));

%%
%CALCULO DE ALFA Y FI.
Uii = T(:,9);
suma=0;
str(1)=[];
if contador==1
    pagos1=zeros(length(Uii),1);
else
    pagos1=pagos;
end

if vS==0
    pagos1(str(1))=Uii(str(1));
else
    for i=1:length(str)
        suma=0;
        for j=1:length(str)
            suma=Uii(str(j))+suma;
        end
        alfa=Uii(str(i))/suma;
        pagos1(str(i))=alfa*vS;
    end
end
end
end

```

SUBROUTINA ESTABLECIENDO

```

function [pagos] = ESTABLECIENDO(mat,pagos,contador)
matc=mat;
cambios=[];
if contador==1
    a=length(mat(:,1));
    for i=1:a
        for j=2:length(mat(i,:))
            if mat(i,j)~=0
                if abs(pagos(mat(i,j),2))> abs(pagos(mat(i,j),1))
                    for k=3:length(mat(i,:))
                        if mat(i,k)~=0
                            cambios(end+1)=i;
                            nuevo=zeros(1,length(mat(i,:)));
                            nuevo(2)=mat(i,k);
                            mat(i,k)=0;
                            mat=[mat;nuevo];
                            k=k+length(mat(i,:));
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end
    %regresando el vector de pagos al estado anterior
    %en caso de que la coalición no mejoro el pago de los usuarios
    for i=1:length(cambios)
        a=matc(cambios(i),:);
        for j=2:length(a);
            if a(j)>0
                pagos(a(j),2)=pagos(a(j),1);
            end
        end
    end
else
    hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador-1));
    coalicionant=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
    mat(mat==0)=[];
    [c d]=size(mat);
    if c*d==0
        pagos=[];
        return
    end
    for i=2:length(mat)
        for j=1:length(coalicionant(:,1))
            for k=2:length(coalicionant(1,:))
                if coalicionant(j,k)== mat(i)
                    coalicionant(j,:)=zeros(1,length(coalicionant(1,:)));
                end
            end
        end
    end
    for i=length(coalicionant(:,1))-1:1
        if coalicionant(i,2)==0
            coalicionant(i,:)=[];
        end
    end
end

```

```

        end
    end
    [p q]=size(coalicionant);
    if p*q==0
        pagos=[];
        disp ('No existen más coaliciones posibles.')
        return
    end
    nuevo=zeros(1,length(coalicionant(1,:)));
    for i=2:length(mat)
        nuevo(i)=mat(i);
    end
    mat=[coalicionant;nuevo];
end
for i=1:length(mat(:,1))
    mat(i,1)=i;
end
hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador));
xlswrite('Coaliciones.xlsx',mat,hoja);
end

```

SUBROUTINA vendcomp

```

function [vendedor,comprador] = vendcomp(elementos,datosmg)
    vendedor=[];
    comprador=[];
    %separar compradores de vendedores por elementos de coalición
    datosmg;
    elementos;
    for i=1:length(elementos(:,1))
        s1=0;
        s2=0;
        s1=s1+datosmg(elementos(i,1),4);
        s2=s2-datosmg(elementos(i,1),5);
        if s1+s2<0
            comprador(end+1)=datosmg(elementos(i,1),1);
        elseif s1+s2>0
            vendedor(end+1)=datosmg(elementos(i,1),1);
        end;
    end
    vendedor=vendedor';
    comprador=comprador';
end

```

SUBROUTINA MOSTRARDATOS

```

function
[promedio,perdidas33]=MOSTRARDATOS(contador,pagos,T,matriz,Datos_MacroEstacion,Datos_SmartGrid,Conductor,disSGSG)
Mdn=disSGSG;
perdidas1=[];
perdidas2=[];
perdidas3=[];
perdidas33=[];
Compradorj=[];

```

```

VendedorI=[];
for l=1 : length(matriz(:,1))
    PerCoopSGTR=[];
    Pot=[];
    DistVend=[];
    coaliTotal=[];
    VecPerdidas=[];
    c=[];
    v=[];
    str =matriz(l,:);
    str(str==0)=[ ];
    Estados = T(:,3);
    n=length(Estados);
    vendedores=zeros(1,n);
    compradores=zeros(1,n);
    satisfacen=zeros(1,n);
    potencias = T(:,2);
    DatosSG = Datos_SmartGrid;
    distanciax = DatosSG(:,2);
    distanciy = DatosSG(:,3);
    CombiPI=[];
    Perdidas=T(:,8);
    for i=2:length(str)
        if Estados(str(i)) == 1
            vendedores(i)=str(i);
        elseif Estados(str(i)) == -1
            compradores(i)=str(i);
        elseif Estados(str(i)) == 0
            satisfacen(i)=str(i);
        end
    end
    satisfacen(satisfacen==0) = [];
    vendedores(vendedores==0) = [];
    compradores(compradores==0) = [];
    if length(compradores)==0
    else
        for i=1:length(compradores)
            Pot(i)=potencias(compradores(i));
        end
        CompraPot=[compradores',Pot'];
        [B,k]=sort(CompraPot(:,2)); %ordeno de acuerdo al comprador con
                                   %más demanda
        B=[CompraPot(k) B];
        CombiPI = B(:,1)';
    end
    %ordeno a los vendedores
    if length(vendedores)==0
    elseif length(compradores)~=0
        for i=1:length(vendedores);
            cf=CombiPI(1);
            vf=vendedores(i);
            %Se procede a encontrar la distancia entre el comprador y
            %vendedor
            for z=1:length(Mdn(:,1))
                if vf==Mdn(z,1) && cf==Mdn(z,2);
                    DistVend(i)=Mdn(z,3);
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        end

        end
        VendeDisComp1=[vendedores',DistVend'];
        [C,d]=sort(VendeDisComp1(:,2));
        C=[VendeDisComp1(d) C];
        vendedores=C(:,1)';
    end

    x = length(compradores);
    y = length(vendedores);
    b = length(CombiPI);

    %%
    conductor = Conductor;
    datosMacroE = Datos_MacroEstacion;
    R = conductor(:,1)/1000;
    Uo = conductor(:,2);
    U1 = conductor(:,3);
    Du = conductor(:,4);
    B = datosMacroE(:,5);

    Rio = T(:,4);
    vS = zeros(b+5,1);
    %%variables de control
    k = 1;
    i=1;
    j=1;
    p=1;
    posperd=1;
    VecPerdidas=[0;0;0];
    if y==0
        vS=0;
        t=[0 compradores 0 0 Perdidas(compradores)];
        %       disp('   Vendedor Comprador Pij      Pjo      Pio');
        %       disp(t);
        Vendedori=t(:,1);
        Compradorj=t(:,2);
        perdidas1=t(:,3);
        perdidas2=t(:,4);
        perdidas3=t(:,5);
        sum=(Perdidas(compradores));
        contador=1;
        promedio=[sum,contador];

    elseif x==0
        vS=0;
        t=[vendedores 0 0 0 Perdidas(vendedores)];
        %       disp('   Vendedor Comprador Pij      Pjo      Pio');
        %       disp(t);
        Vendedori=t(:,1);
        Compradorj=t(:,2);
        perdidas1=t(:,3);
        perdidas2=t(:,4);
        perdidas3=t(:,5);
        sum=(Perdidas(vendedores));

```



```

    contador=1;
    promedio=[sum,contador];
else
    while i<=y
        while j<=b
            posv = vendedores(i);
            posc = CombiPI(j);
            AQ = potencias(posv)-abs(potencias(posc));

            coalicionv(p)=posv;
            coalicionc(p)=posc;

            p=p+1;
            if AQ<=0
                cc=CombiPI(1);
                vv=vendedores(i);
                %Se procede a encontrar la distancia entre el
                %comprador y vendedor
                for zz=1:length(Mdn(:,1))
                    if vv==Mdn(zz,1) && cc==Mdn(zz,2);
                        Disv_c=Mdn(zz,3);
                    end
                end
                Rv_c = (Disv_c*R);
                Lipos = abs((-
                U1^2+U1*sqrt(U1^2+4*potencias(posv)*Rv_c))/(2*Rv_c));
                Lineg = abs((-U1^2-
                U1*sqrt(U1^2+4*potencias(posv)*Rv_c))/(2*Rv_c));
                if Lipos>Lineg
                    Li = abs(Lineg);
                else
                    Li = abs(Lipos);
                end
                Pij = ((Rv_c*Li^2)/U1^2);
                Pjo = 0;
                Pio = 0;

                DefiPot = abs(abs(potencias(posc))-Li);
                potencias(posc)=DefiPot;

                i=i+1;
                j=j;

            if i>y
                %'Comprador se debe unir a Transformador'
                Ljpos = abs((((1-B)*Uo^2)+Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)-
                4*Rio(posc)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posc)));
                Ljneg = abs((((1-B)*Uo^2)-Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)-
                4*Rio(posc)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posc)));
                if Ljpos>Ljneg
                    Lj = abs(Ljneg);
                else
                    Lj = abs(Ljpos);
                end
                Pjo = ((Rio(posc)*Lj^2)/Uo^2)+(B*Lj);
            end
        end
    end
end

```

```

        Pio = 0;
        uS_PI(k)= (-1)*(abs(Pij)+abs(Pjo)+abs(Pio));
        k=k+1;

        coalicionv(p)=0;
        coalicionc(p)=CombiPI(j);%posc
        p=p+1;
        VecPerdidasfin1=[Pij,0;0,Pjo;0,0]';
        if j<b
            for indice=1:b-j
                coalicionv(p)= 0;
                coalicionc(p)=CombiPI(j+indice);%posc
                p=p+1;
                vec=[0 Perdidas(j+indice) 0];
                VecPerdidasfin1=[VecPerdidasfin1;vec];
            end
        end
        i=y+1;
        j=b+1;
    end
    VecPerdidas1=[Pij;Pjo;Pio];

    if Pjo~=0
        VecPerdidas1=VecPerdidasfin1';
    end

else
    ccc=CombiPI(1);
    vvv=vendedores(i);
    %Se procede a encontrar la distancia entre el
    %comprador y vendedor
    for zzz=1:length(Mdn(:,1))
        if vvv==Mdn(zzz,1) && ccc==Mdn(zzz,2);
            Disv_c=Mdn(zzz,3);
        end
    end
    Rv_c = (Disv_c*R);
    Lipos = abs((U1^2+U1*sqrt(U1^2-
    4*potencias(posc)*Rv_c))/(2*Rv_c));
    Lineg = abs((U1^2-U1*sqrt(U1^2-
    4*potencias(posc)*Rv_c))/(2*Rv_c));
    if Lipos>Lineg
        Li = abs(Lineg);
    else
        Li = abs(Lipos);
    end
    Pij = ((Rv_c*Li^2)/U1^2);
    Pjo = 0;
    Pio = 0;
    DefiPot = abs(abs(potencias(posv))-Li);
    potencias(posv)=DefiPot;
    i=i;
    j=j+1;
    if j>b
        %'Vendedor vende a Transformador'
        coalicionc(p)=0;
    end
end

```

```

coalicionv(p)=posv;
p=p+1;

Ljpos = abs(((1-B)*Uo^2)+Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)+4*Rio(posv)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posv));
Ljneg = abs(((1-B)*Uo^2)-Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)+4*Rio(posv)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posv));
if Ljpos>Ljneg
    Lj = abs(Ljneg);
else
    Lj = abs(Ljpos);
end
Pio = ((Rio(posv)*Lj^2)/Uo^2)+(B*Lj);
Pjo = 0;
uS_PI(k)= (-1)*(abs(Pij)+abs(Pjo)+abs(Pio));
k=k+1;
VecPerdidasfin1=[Pij,0;0,0;0,Pio]';
if i<y
    for indice=1:y-i
        coalicionc(p)=0;
        coalicionv(p)=vendedores(i+indice);
        p=p+1;
        vec=[0 0 Perdidas(i+indice)];
        VecPerdidasfin1=[VecPerdidasfin1;vec];
    end
end
i=y+1;
j=b+1;
end
VecPerdidas1=[Pij;Pjo;Pio];

if Pio~=0
    VecPerdidas1=VecPerdidasfin1';
end

end
coaliTotal=[coalicionv;coalicionc];
coaliTotal';
VecPerdidas=[VecPerdidas VecPerdidas1];
VecPerdidas';

end
end
c=coaliTotal';
v=VecPerdidas';
v(1,:)=[];
t=[c v];
% disp(' Vendedor Comprador Pij Pjo Pio');
% disp(t);
Vendendori=t(:,1);
Compradorj=t(:,2);
perdidas1=t(:,3);
perdidas2=t(:,4);
perdidas3=t(:,5);
sum=0;

```

```

    contador=0;
    for i=1:length(v(:,1))
        for j=1:length(v(1,:))
            if v(i,j)~=0
                sum=sum+v(i,j);
                contador=contador+1;
            end
        end
    end
    promedio=[sum,contador];
    uS_PI;
    vS = (max(max(uS_PI)));
end
end
perdidas33=[Vendedorj Compradorj perdidas1 perdidas2 perdidas3];
end

```

SUBROUTINA VENDYCOMP

```

function [vendedor,comprador] = VENDYCOMP(elementos,datosmg)
    vendedor=[];
    comprador=[];
    length(elementos);
    for i=1:length(elementos(:,1))
        vector=elementos(i,:);
        s1=0;
        s2=0;
        for j=2:length(vector)
            if vector(j)~=0
                s1=s1+datosmg(vector(j),4);
                s2=s2-datosmg(vector(j),5);
            end
        end
        if s1+s2<0
            comprador(end+1)=datosmg(i,1);
        elseif s1+s2>0
            vendedor(end+1)=datosmg(i,1);
        end;
    end
    vendedor=vendedor';
    comprador=comprador';
end

```

SUBROUTINA MOSTRARDATOS2

```

function
[]=MOSTRARDATOS2(matriz,contador,pagosfinal,T,Datos_MacroEstacion,Datos_S
martGrid,Alimentadores)
disp('-----');
disp('Vendedores Compradores Pot Vendita Pot Comprada');
disp('-----');
V=[];
C=[];
for i=1 : length(matriz(:,1))
    str = matriz(i,:);
    str(str==0)=[ ];

```

```

Estados = T(:,3);
n=length(Estados);
vendedores=zeros(1,n);
compradores=zeros(1,n);
for i=2:length(str)
    if Estados(str(i)) == 1
        vendedores(i)=str(i);
    else
        compradores(i)=str(i);
    end
end

vendedores(vendedores==0) = [];
compradores(compradores==0) = [];
CombiPI = perms(compradores);
x = length(compradores);
y = length(vendedores);
[a,b] = size(CombiPI);

V=[V vendedores];
C=[C compradores];

alimentadores = Alimentadores;
datosMacroE = Datos_MacroEstacion;
R = alimentadores(:,1);
Uo = alimentadores(:,2);
U1 = alimentadores(:,3);
Du = alimentadores(:,4);
B = datosMacroE(:,5);
DatosSG = Datos_SmartGrid;
potencias = T(:,2);
distanciay = DatosSG(:,2);
distanciay = DatosSG(:,3);
Rio = T(:,4);
Pio = T(:,7);
vS = zeros(a+5,1);
%%variables de control
k = 1;
i=1;
z=1;
j=1;
p=1;
PotMostrar=[];
ubic=1;
MOSTRAR=[];
if y==0 || x==0
    %'La coalición está formado por un solo elemento.'
    vS=0;
    if y==0
        disp('-----');
        DATOS=[0 compradores 0 abs(Pio(compradores))];
        disp(DATOS);
        fd=find(C==compradores);
        C(fd)=[];
    else
        disp('-----');
    end
end

```



```

        DATOS=[vendedores 0 0.000000000001+(potencias(vendedores)) 0];
        disp(DATOS);
        fd=find(V==vendedores);
        V(fd)=[];
    end

end

end

mostV=[];
mostC=[];

    for k=1:length(C)
        mostrarC=[0 abs(Pio(C(k)))];
        mostC=[mostC;mostrarC];
    end
    for h=1:length(V)
        mostrarV=[0.000001+(potencias(V(h))) 0];
        mostV=[mostV;mostrarV];
    end

agreV=zeros(length(V),1);
agreC=zeros(length(C),1);
V=[V'+0.000001 agreV];
C=[agreC C'+0.000001];

V=[V mostV];
C=[C mostC];
disp(C);
disp(V);
end

```

SUBROUTINA resumencoop

```

function [res]=resumencoop(Datos_SmartGrid,Perdidascooperativas,T)
%Devuelve un archivo RESULTADOS.xlsx En el cual guarda las coaliciones y
%los valores de perdidas realizadas para el caso cooperativo.
MATRIZ=Datos_SmartGrid;
perdidascooper=Perdidascooperativas(:,3)+Perdidascooperativas(:,4)+Perdida
scooperativas(:,5);
c=[Perdidascooperativas(:,2) perdidascooper];
no=MATRIZ(:,1);
n=length(no);
A=c;
B=sort (A(:,1));
D=[];
j=1;
while j~=length(A(:,1))+1
    for i=1:length(A(:,1))
        if B(j,1)==A(i,1)
            D(end+1,1)=B(j,1);
            D(j,2)=A(i,2);
            j=j+1;
        if j==length(A(:,1))+1
            j=length(A(:,1))+1;
            break
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end
for i=length(D(:,1)):-1:1
    if D(i,1)==0
        D(i,:)=[];
    end
end

suff=0;
for hh=1:length(D(:,1))
    if D(hh,1)==0
        suff=D(hh,2)+suff;
    end
end
vendedor=Perdidascooperativas(:,1);
pvendedor=0;
if suff>0
    for hhh=1:length(T(:,1))
        if vendedor(hhh)~=0
            for jj=1:length(T(:,1))
                if vendedor(hhh)==T(jj,1)
                    if T(hhh,2)>0
                        pvendedor=pvendedor+T(hhh,2);
                    end
                end
            end
        end
    end
    fprintf('la potencia que es vendida hacia el transformador es
de:%3.3f KW',suff+pvendedor)
end
mat=[];
for i=1:n
    mat(end+1,1)=i;
    mat(i,2)=0;
end
for i=1:length(mat(:,1))
    for j=1:length(c(:,1))
        if mat(i,1)==c(j,1)
            mat(i,2)=mat(i,2)+c(j,2);
            c(j,:)=zeros();
        end
    end
end
end
%mat---Matriz ordenada y sumada
Qi=T(:,2);
for i=1:length(mat(:,1))
    if mat(i,2)~=0 && mat(i,1)==T(i,1)
        sa(i)=i;
        sal(i)=mat(i,2)-T(i,2);
    end
end
sa(sa==0) = [];
sal(sal==0) = [];
salidac=[sa' sal'];

```

```

Qi=T(:,2);
for i=1:length(T(:,1))
    if T(i,2)>0
        sav(i)=i;
        salv(i)=T(i,2);
    end
end
sav(sav==0) = [];
salv(salv==0) = [];
salidav=[sav' salv'];
xlswrite('RESULTADOS.xlsx',salidac,'salidacom','A2')
xlswrite('RESULTADOS.xlsx',salidav,'salidaven','A2')
end

```

SUBROUTINA GRAFICA

```

function [ ] = GRAFICA(MATRIZ,T,Perdidascooperativas,TramosP,pagosfinal)
% Permite graficar a la red de distribución tipo Radial, así como a cada
%usuario con su función respectiva
f=1;
while f==1
    disp('-----');
    selec=input('1._ grafica de la red.\n2._ grafica evolución del vector
de pagos.\n3._ Volver.\n');
    if selec==1
        figure(1)
        X=MATRIZ(:,2);
        Y=MATRIZ(:,3);
        c=MATRIZ(:,7);
        vec=zeros(1,length(MATRIZ(1,:)));
        MAT=[vec;MATRIZ];
        for i=1:length(X)
            title('Visualización de Vendedores y Comprador')
            ylabel('Distancia Y')
            xlabel('Distancia X')
            plot(0+2,0+2,'r^')
            text(0+3,0+4,num2str(37.5),'Color','r')
            text(0+12,0+4,strcat('Kw'),'Color','r')
            if c(i)== -1
                text(X(i),Y(i),strcat(' '))
                x=X(i);
                y=Y(i);
                plot(x,y,'gs')
            elseif c(i)== 1
                text(X(i),Y(i),strcat(' '))
                x=X(i);
                y=Y(i);
                plot(x,y,'bv')
            else
                text(X(i),Y(i),strcat(' '))
                x=X(i);
                y=Y(i);
                plot(x,y,'bh')
            end
            text(x+0.2,y+0.3,num2str(i))
        end
    end
end

```



```

        axis equal
        grid on
        hold on
    end
    CORDpostes=xlsread('MGsDatoosss.xlsx', 'CORDpostes');
    CORDacom=xlsread('MGsDatoosss.xlsx', 'acometidas');

    X1=CORDpostes(:,4);
    Y1=CORDpostes(:,5);
    Xp4=CORDacom(:,2);
    Yp4=CORDacom(:,3);
    Xp3=CORDacom(:,5);
    Yp3=CORDacom(:,6);
    Xp5=CORDacom(:,8);
    Yp5=CORDacom(:,9);
    Xp6=CORDacom(:,11);
    Yp6=CORDacom(:,12);
    Xp7=CORDacom(:,14);
    Yp7=CORDacom(:,15);
    Xp8=CORDacom(:,17);
    Yp8=CORDacom(:,18);
    Xp11=CORDacom(:,20);
    Yp11=CORDacom(:,21);
    Xp12=CORDacom(:,23);
    Yp12=CORDacom(:,24);
    Xp13=CORDacom(:,26);
    Yp13=CORDacom(:,27);
    Xp1=CORDacom(:,29);
    Yp1=CORDacom(:,30);
    grid on
    axis equal
    hold on
    plot(X1,Y1,'r');
    plot(Xp1,Yp1,'m');
    plot(Xp3,Yp3,'m');
    plot(Xp4,Yp4,'m');
    plot(Xp5,Yp5,'m');
    plot(Xp6,Yp6,'m');
    plot(Xp7,Yp7,'m');
    plot(Xp8,Yp8,'m');
    plot(Xp11,Yp11,'m');
    plot(Xp12,Yp12,'m');
    plot(Xp13,Yp13,'m');
    plot(X1,Y1,'o');
    %*****
    %simbologia
    text(70,40,strcat('SIMBOLOGIA'))
    plot(65,35,'r^')
    text(70,35,strcat('Transformador'))
    plot(65,30,'gs')
    text(70,30,strcat('Comprador'))
    plot(65,25,'mv')
    text(70,25,strcat('Vendedor'))
    plot(65,20,'bh')
    text(70,20,strcat('Se Autoabastece'))

    %*****

```

```

    %Visualización de las longitudes de cada tramo
    text(-4,-8,strcat('-15m-'))
    %tramo 2-3
    text(-13,-23,strcat('-22m-'))
    %tramo 3-4
    text(-27,-43,strcat('-40m-'))
    %tramo 2-5
    text(-11,-10,strcat('-6m-'))
    %tramo 2-6
    text(0,-19,strcat('-17m-'))
    %tramo 6-7
    text(15,-29,strcat('-25m-'))
    %tramo 7-8
    text(43,-39,strcat('-26m-'))
    %tramo 8-9
    text(75,-38,strcat('-36m-'))
    %tramo 9-10
    text(103,-40,strcat('-28m-'))
    %tramo 1-11
    text(5,10,strcat('-26m-'))
    %tramo 11-12
    text(17,36,strcat('-25m-'))
    %tramo 12-13
    text(27,60,strcat('-31m-'))

%-----
elseif selec==2
    figure(2)
    pagosfinal;
    for i=1:length(pagosfinal(1,:))
        vecp(i)=sum(pagosfinal(:,i));
        num(i)=i;
    end
    vecpp=-1*vecp;
    hold on
    plot(num,vecpp,':r')
    plot(num,vecpp,'*')
    plot(1,vecpp(1,1),'md')
    p(1).LineWidth = 4;
    legend('Evolucion por cada iteracion','Promedio Pagos
    coop','Promedio Pagos no coop')
    title('Evolucion del vector de pagos')
    ylabel('Promedio')
    xlabel('No. Iteraciones')
    grid on

elseif selec==3
    f=2;
else
    f=1;
end
disp('-----');
cont=input('1._ ver graficas\n2._Volver.\n');
if cont==1
    f=1;
    close all
else
    f=2;

```

```

end
end
end

```

SUBROUTINA GRAFICAcompradores

```

function [ ] = GRAFICAcompradores(MATRIZ,T,TramosP);
% Permite graficar a la red de distribución tipo Radial, así como a cada
%usuario con su función respectiva para el caso no cooperativo, en el
%cual todos los usuarios tienen la misma función, ya sea compradores,
%vendedores o todos autosatisfacen su demanda de energía.

f=1;
while f==1
    disp('-----');
    selec=input('1._ grafica de la red.\n2._ Terminar.\n');
    if selec==1
        figure(1)
        X=MATRIZ(:,2);
        Y=MATRIZ(:,3);
        c=MATRIZ(:,7);
        vec=zeros(1,length(MATRIZ(1,:)));
        MAT=[vec;MATRIZ];
        for i=1:length(X)
            title('Visualizacion de Vendedores y Comprador')
            ylabel('Distancia Y')
            xlabel('Distancia X')
            plot(0+2,0+2,'r^')
            text(0+3,0+4,num2str(37.5),'Color','r')
            text(0+12,0+4,strcat('Kw'),'Color','r')
            if c(i)== -1
                text(X(i),Y(i),strcat(' '))
                x=X(i);
                y=Y(i);
                plot(x,y,'gs')
            elseif c(i)== 1
                text(X(i),Y(i),strcat(' '))
                x=X(i);
                y=Y(i);
                plot(x,y,'bv')
            else
                text(X(i),Y(i),strcat(' '))
                x=X(i);
                y=Y(i);
                plot(x,y,'bh')
            end
            text(x+0.2,y+0.3,num2str(i))
            axis equal
            grid on
            hold on
        end
        CORDpostes=xlsread('MGsDatoosss.xlsx','CORDpostes');
        CORDacom=xlsread('MGsDatoosss.xlsx','acometidas');

        X1=CORDpostes(:,4);
        Y1=CORDpostes(:,5);
    end
end

```

```

Xp4=CORDacom(:,2);
Yp4=CORDacom(:,3);
Xp3=CORDacom(:,5);
Yp3=CORDacom(:,6);
Xp5=CORDacom(:,8);
Yp5=CORDacom(:,9);
Xp6=CORDacom(:,11);
Yp6=CORDacom(:,12);
Xp7=CORDacom(:,14);
Yp7=CORDacom(:,15);
Xp8=CORDacom(:,17);
Yp8=CORDacom(:,18);
Xp11=CORDacom(:,20);
Yp11=CORDacom(:,21);
Xp12=CORDacom(:,23);
Yp12=CORDacom(:,24);
Xp13=CORDacom(:,26);
Yp13=CORDacom(:,27);
Xp1=CORDacom(:,29);
Yp1=CORDacom(:,30);
grid on
axis equal
hold on
plot(X1,Y1,'r');
plot(Xp1,Yp1,'m');
plot(Xp3,Yp3,'m');
plot(Xp4,Yp4,'m');
plot(Xp5,Yp5,'m');
plot(Xp6,Yp6,'m');
plot(Xp7,Yp7,'m');
plot(Xp8,Yp8,'m');
plot(Xp11,Yp11,'m');
plot(Xp12,Yp12,'m');
plot(Xp13,Yp13,'m');
plot(X1,Y1,'o');
%*****
%simbologia
text(70,40,strcat('SIMBOLOGIA'))
plot(65,35,'r^')
text(70,35,strcat('Transformador'))
plot(65,30,'gs')
text(70,30,strcat('Comprador'))
plot(65,25,'mv')
text(70,25,strcat('Vendedor'))
plot(65,20,'bh')
text(70,20,strcat('Se Autoabastece'))
%*****
%ingreso de las longitudes de cada tramo
%tramo
text(-4,-8,strcat('-15m-'))
%tramo 2-3
text(-13,-23,strcat('-22m-'))
%tramo 3-4
text(-27,-43,strcat('-40m-'))
%tramo 2-5
text(-11,-10,strcat('-6m-'))
%tramo 2-6

```

```

text(0,-19, strcat('-17m-'))
%tramo 6-7
text(15,-29, strcat('-25m-'))
%tramo 7-8
text(43,-39, strcat('-26m-'))
%tramo 8-9
text(75,-38, strcat('-36m-'))
%tramo 9-10
text(103,-40, strcat('-28m-'))
%tramo 1-11
text(5,10, strcat('-26m-'))
%tramo 11-12
text(17,36, strcat('-25m-'))
%tramo 12-13
text(27,60, strcat('-31m-'))
%-----
elseif selec==2
    f=2;
else
    f=1;
end
disp('-----');
end
end

```

SUBROUTINA PROGRAMAvariante

```

function [] = PROGRAMAvariante()
%Permite realizar la variacion en el tiempo para tener una mejor
%perspectiva en el analisis del algoritmo y de los resultados obtenidos
tipo=input('1._ Para Continuar Variando los datos\n2._Ver graficas\n');
if tipo==1
    %% LECTURAS DE DATOS
    tipo=2;
    %% LECTURAS DE DATOS
    [Datos_SmartGrid,Datos_Transformador,Conductor,Postes,TramosP
    ]=LECTURA(tipo);
    [disSGTR] = distanciaSGTR( Postes,TramosP );
    %el disSGTR== DEVUELVA [SG DISTANCIA-TRAFO]
    [disSGSG] = DisSGSG( Postes,TramosP );
    %% disSGSG devuelve matriz de distancias entre nodos, [SG1 SG2
    %%distancia]
    %% mostrando Datos
    disp('*****Datos de Entrada*****')
    disp(' ')
    disp('*****Datos de las SmartGrid*****')
    disp(' No Qi Wi Estado ')
    disp([Datos_SmartGrid(:,1) Datos_SmartGrid(:,4)-
    Datos_SmartGrid(:,5) Datos_SmartGrid(:,6) Datos_SmartGrid(:,7)])

    datosusuario=[Datos_SmartGrid(:,1) Datos_SmartGrid(:,4)-
    Datos_SmartGrid(:,5) Datos_SmartGrid(:,6) Datos_SmartGrid(:,7)];

    xlswrite('RESULTADOS.xlsx',datosusuario,'datosusuario','A2')

```

```

disp('*En la columna Estado -1=Comprador, 1=Vendedor 0=Satisface
su Demanda')
disp('')
disp('*****Datos del Transformador de Distribucion*****')
disp('  Potencia   cte.de Perd.   Precio ')
disp([Datos_Transformador(:,4) Datos_Transformador(:,5)
Datos_Transformador(:,6)])
%*****
Ptotal=sum(Datos_SmartGrid(:,4));
Dtotal=sum(Datos_SmartGrid(:,5));
excedente=abs(Ptotal-Dtotal);
if Ptotal>Dtotal
    fprintf('El transformador esta recibiendo %2.3f kw del
    sistema.',excedente);
elseif Ptotal<Dtotal
    fprintf('El transformador esta entregando %2.3f kw al
    sistema.',excedente);
else
    fprintf('El transformador no esta entregando ni recibiendo
    potencia. ');
    fprintf('Potencia = %2.3f kw del sistema.',excedente);
end

%*****
disp('')
disp('*****Datos de la Red de Distribucion*****')
disp(' Resist ohm/Km Resist acom. ohm/Km Volt. BT(V) Umbral ')
disp([Conductor(:,1) Conductor(:,5) Conductor(:,2)
Conductor(:,4)])
disp('*****');
disp(' ')
disp(' ')
%% Uniendo todas las smart grids con la subestacion
[T,promperdidasnocop]=
COALICIONTRAFO(Datos_SmartGrid,Datos_Transformador,Conductor,diss
GTR);
%%
fin=1;
CONTADOR=1;
contador=1;
vectorpagos=T(:,9);
umbral=Conductor(4);
[Matriz,CONDICION] =
ARMANDOCOALICIONES(CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,dissGTR,dissGSG);
detener=1;
PerCoopPi0=[];
PerCoopPj0=[];
PerCoopPij=[];
Vendedorai=[];
Compradoraj=[];
disp('*****-----ESTADO COOPERATIVO-----*****')
while fin == 1
    fprintf(strcat('Iteracion numero: ',num2str(CONTADOR)))
    fprintf('....\n')

    if CONTADOR==1
        [fm cm]= size(Matriz);

```

```

if fm*cm==0
    disp ('No existen coaliciones posibles...')
    if Datos_SmartGrid(:,7)==-1
        disp('Todas las Smargrid son compradoras')
    elseif Datos_SmartGrid(:,7)==1
        disp('Todas las Smargrid son vendedoras')
    else
        disp('Todas las Smargrid satisfacen su propia
        demanda')
    end
    GRAFICAcompradores (Datos_SmartGrid,T,TramosP);
    if tipo==2
        PROGRAMAvariante();
    end
    return
end
for i=1:length(Matriz(:,1))
    if contador==1
        pagos=1;
    else
        pagos=pagos1;
    end
    [v_S,pagos1]=
    CalculoCoaliciones (Matriz(i,:),contador,pagos,T,Datos_Tran
    sformador,Datos_SmartGrid,Conductor,disSGSG);
    contador=contador+1;
end
%%-----
vectorpagos=[vectorpagos,pagos1];
vectorpagos=ESTABLECIENDO (Matriz,vectorpagos,CONTADOR);
ultimopagos=vectorpagos(:,end);

elseif CONTADOR>1
    COALICIONACEPTADA=[];
    for k=1:length(Matriz(:,1))
        for i=1:length(Matriz(:,1))
            if contador==1
                pagos=1;
            else
                pagos=ultimopagos;
            end
            [v_S,pagos1]=
            CalculoCoaliciones (Matriz(i,:),contador,pagos,T,Datos_
            Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor,disSGSG);
            contador=contador+1;
            coalicionactual=Matriz(k,:);
        end
    end
    %%-----
    %comparacion
    comparacion=1;
    for i=1:length(pagos1)
        [z,ultima]=size(vectorpagos);
        if abs (pagos1(i))>abs (vectorpagos (i,ultima))
            comparacion=0;
        end
    end
    if comparacion == 1

```

```

vectorpagos = [vectorpagos,pagos1];
COALICIONACEPTADA=coalicionactual;
else
xont=xont+1;
if xont==length(Matriz(:,1))
    %debemos regresar a la coalicion anterior
    hoja=strcat('Coalicion_',num2str(CONTADOR-1));
    matriz=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
    pagosfinal=vectorpagos;
    suma=0;
    div=0;
    for i=1:length(matriz(:,1))

        [promedio,perdidas33]=MOSTRARDATOS(contador,pagos
        final,T,matriz(i,:),Datos_Transformador,Datos_Sma
        rtGrid,Conductor,disSGSG);
        for w=1:length(perdidas33(:,5))
            PerCoopPi0(end+1)=perdidas33(w,5);
            PerCoopPj0(end+1)=perdidas33(w,4);
            PerCoopPij(end+1)=perdidas33(w,3);
            Compradoraj(end+1)=perdidas33(w,2);
            Vendedorai(end+1)=perdidas33(w,1);
        end
        suma=promedio(1)+suma;
        div=promedio(2)+div;
    end

    disp('*****');
    perdcoop=suma/div;
    fprintf(strcat('Promedio de Perdidas
    cooperativas. es:',num2str(perdcoop),'\n'))

    disp('*****');
    disp('Evolucion del Vector de Pagos');
    disp(pagosfinal);

    disp('*****')
    ;
    Perdidascooperativas=[Vendedorai' Compradoraj'
    PerCoopPij' PerCoopPj0' PerCoopPi0'];
    disp('    Vendedor Comprador Pij        Pjo
    Pio');
    disp(Perdidascooperativas)

    xlswrite('RESULTADOS.xlsx',Perdidascooperativas,'
    Perdidascooperativas','A2')
    disp('*****');

    fprintf(strcat('Promedio de Perdidas NO
    cooperativo
    es:',num2str(promperdidasnocop),'\n'))

    fprintf(strcat('Promedio de Perdidas
    cooperativas. es:',num2str(perdcoop),'\n'))
    porce=abs ( (perdcoop-
    promperdidasnocop)/promperdidasnocop)*100;

```



```

        fprintf(strcat('El porcentaje de perdidas se
        redujo un:',num2str(porce),'%%\n'))

        disp('*****');

        MOSTRARDATOS2(matriz,contador,pagosfinal,T,Datos_
        Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor)
        PROGRAMAvariante()

        GRAFICA(Datos_SmartGrid,T,Perdidascooperativas,Tr
        amosP,pagosfinal)
        return
    end
end
end

[z,ultima]=size(vectorpagos);
ultimopagos=vectorpagos(:,ultima);
pagos=ESTABLECIENDO(COALICIONACEPTADA,vectorpagos,CONTADOR);
[a b]=size(pagos);
if a*b==0
    %debemos regresar a la coalicion anterior
    hoja=strcat('Coalicion_',num2str(CONTADOR-1));
    matriz=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
    pagosfinal=vectorpagos;
    suma=0;
    div=0;
    for i=1:length(matriz(:,1))

        [promedio,perdidas33]=MOSTRARDATOS(contador,pagosfinal,
        T,matriz(i,:),Datos_Transformador,Datos_SmartGrid,Condu
        ctor,disSGSG);
        for w=1:length(perdidas33(:,5))
            PerCoopPi0(end+1)=perdidas33(w,5);
            PerCoopPj0(end+1)=perdidas33(w,4);
            PerCoopPij(end+1)=perdidas33(w,3);
            Compradoraj(end+1)=perdidas33(w,2);
            Vendedorai(end+1)=perdidas33(w,1);

        end
        suma=promedio(1)+suma;
        div=promedio(2)+div;
    end

    disp('*****');
    perdcop=suma/div;
    fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
    es:',num2str(perdcop),'\n'))
    disp('*****');

    disp('Evolucion del Vector de Pagos');
    disp(pagosfinal);

    disp('*****');

    Perdidascooperativas=[Vendedorai' Compradoraj'
    PerCoopPij' PerCoopPj0' PerCoopPi0'];
    disp('    Vendedor Comprador Pij          Pjo          Pio');

```

```

disp(Perdidascooperativas)

xlswrite('RESULTADOS.xlsx',Perdidascooperativas,'Perdidascooperativas','A2')

disp('*****');

fprintf(strcat('Promedio de Perdidas NO cooperativo.
es:',num2str(promperdidasnocop),'\\n'))

fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
es:',num2str(perdcoop),'\\n'))

porce=abs((perdcoop-
promperdidasnocop)/promperdidasnocop)*100;
fprintf(strcat('El porcentaje de perdidas se redujo
un:',num2str(porce),'%%\\n'))

disp('*****');

MOSTRARDATOS2(matriz,contador,pagosfinal,T,Datos_Transf
ormador,Datos_SmartGrid,Conductor)
PROGRAMAvariante()

GRAFICA(Datos_SmartGrid,T,Perdidascooperativas,TramosP,pagosfinal)
return
end
end
CONTADOR=CONTADOR+1;
[Matriz,CONDICION]=ARMANDOCOALICIONES(CONTADOR,Datos_SmartGrid,
umbral,disSGTR,disSGSG);
xont=0;
fin=strcmp(CONDICION,'MODIFICABLE');

end
contador=CONTADOR-1;
pagosfinal=vectorpagos;
%%
%mostrar datos
hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador));
matriz = xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);

suma=0;
div=0;
for i=1:length(matriz(:,1))
    [promedio,perdidas33]=MOSTRARDATOS(contador,pagosfinal,T,matriz
(i,:),Datos_Transformador,Datos_SmartGrid,Conductor,disSGSG);
    for w=1:length(perdidas33(:,5))
        PerCoopPi0(end+1)=perdidas33(w,5);
        PerCoopPj0(end+1)=perdidas33(w,4);
        PerCoopPij(end+1)=perdidas33(w,3);
        Compradoraj(end+1)=perdidas33(w,2);
        Vendedorai(end+1)=perdidas33(w,1);
    end
    suma=promedio(1)+suma;
end

```

```

        div=promedio(2)+div;
    end

    disp('*****');
    perdcoop=suma/div;
    fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
es:',num2str(perdcoop),'\n'))

    disp('*****');
    disp('Evolucion del Vector de Pagos');
    disp(pagosfinal);

    disp('*****');
    Perdidascooperativas=[Vendedorai' Compradoraj' PerCoopPij'
PerCoopPj0' PerCoopPi0'];
    disp('    Vendedor    Comprador    Pij        Pjo        Pio');
    disp(Perdidascooperativas)

    xlswrite('RESULTADOS.xlsx',Perdidascooperativas,'Perdidascooperativ
as','A2')

    disp('*****');
    fprintf(strcat('Promedio de Perdidas NO cooperativo.
es:',num2str(promperdidasnocop),'\n'))
    fprintf(strcat('Promedio de Perdidas cooperativas.
es:',num2str(perdcoop),'\n'))
    porce=abs((perdcoop-promperdidasnocop)/promperdidasnocop)*100;
    fprintf(strcat('El porcentaje de perdidas se redujo
un:',num2str(porce),'%\n'))

    disp('*****');

    MOSTRARDATOS2(matriz,contador,pagosfinal,T,Datos_Transformador,Dato
s_SmartGrid,Conductor)
    PROGRAMAvariante()
    GRAFICA(Datos_SmartGrid,T,Perdidascooperativas,TramosP,pagosfinal)
else
    return
end
end

```

Anexo k: Diagramas de Flujos

Diagrama de flujo: Menu Principal

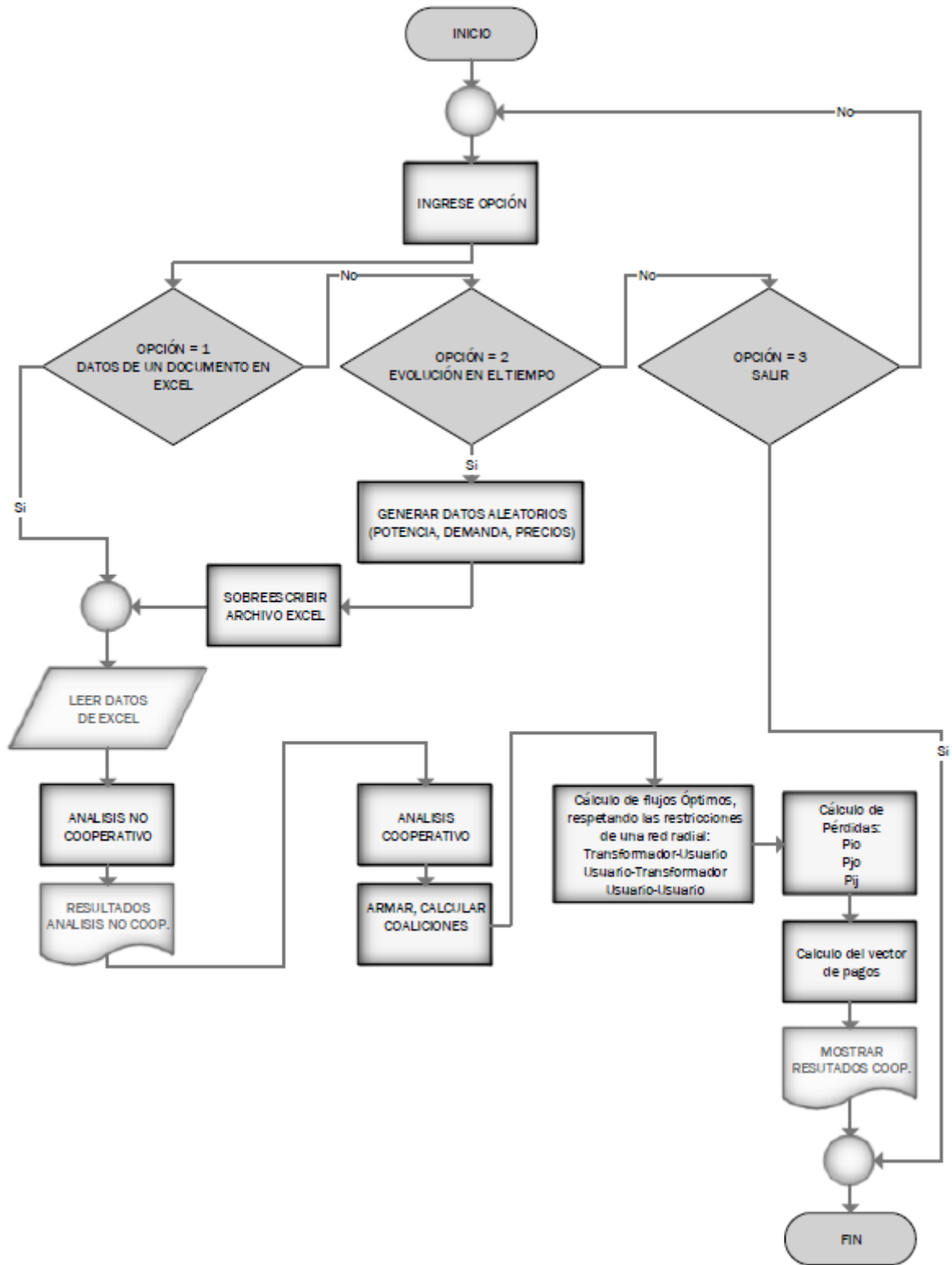


Diagrama de flujo: Distancias Ususarios-Transformador

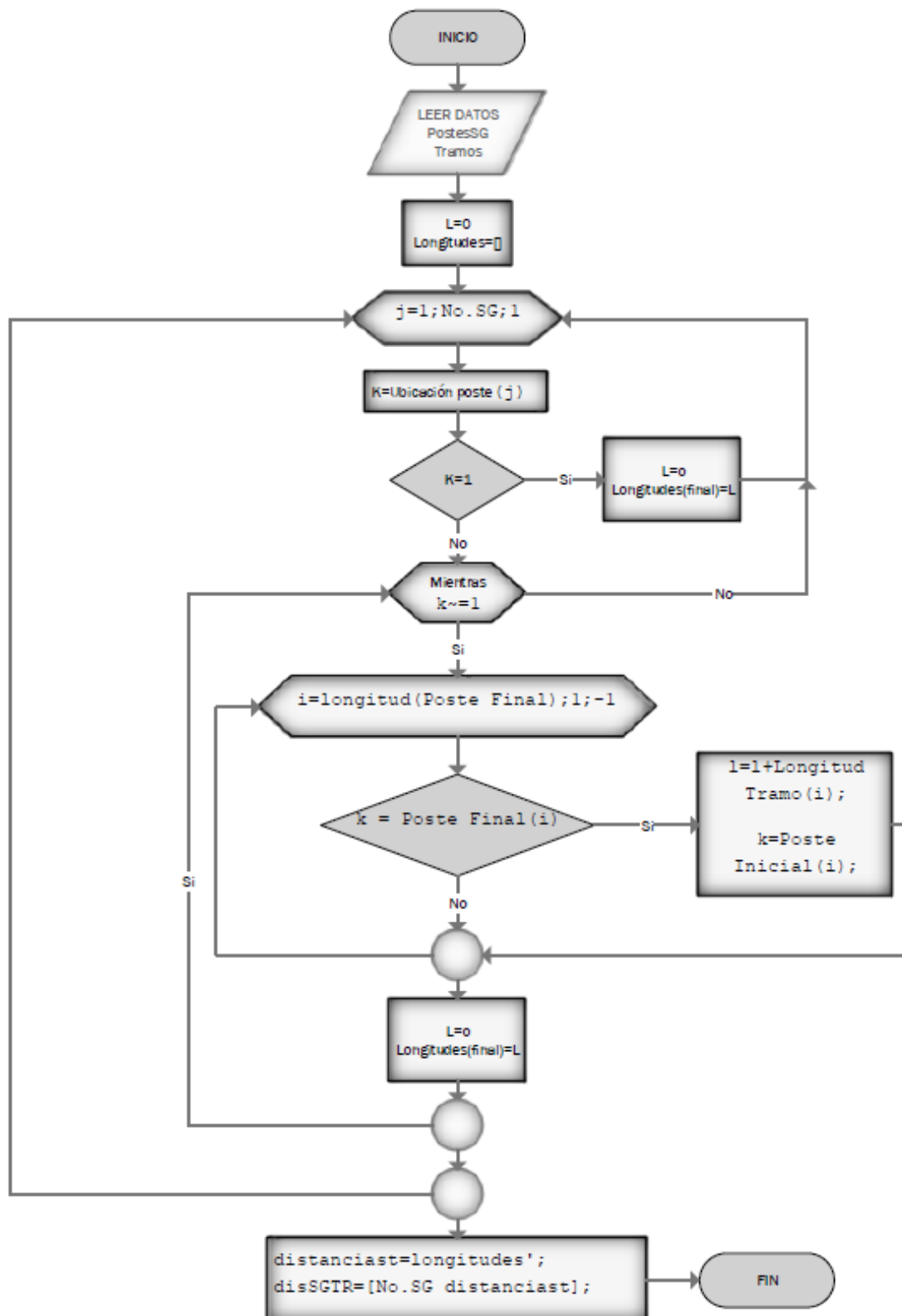


Diagrama de flujo: Formación de Coaliciones

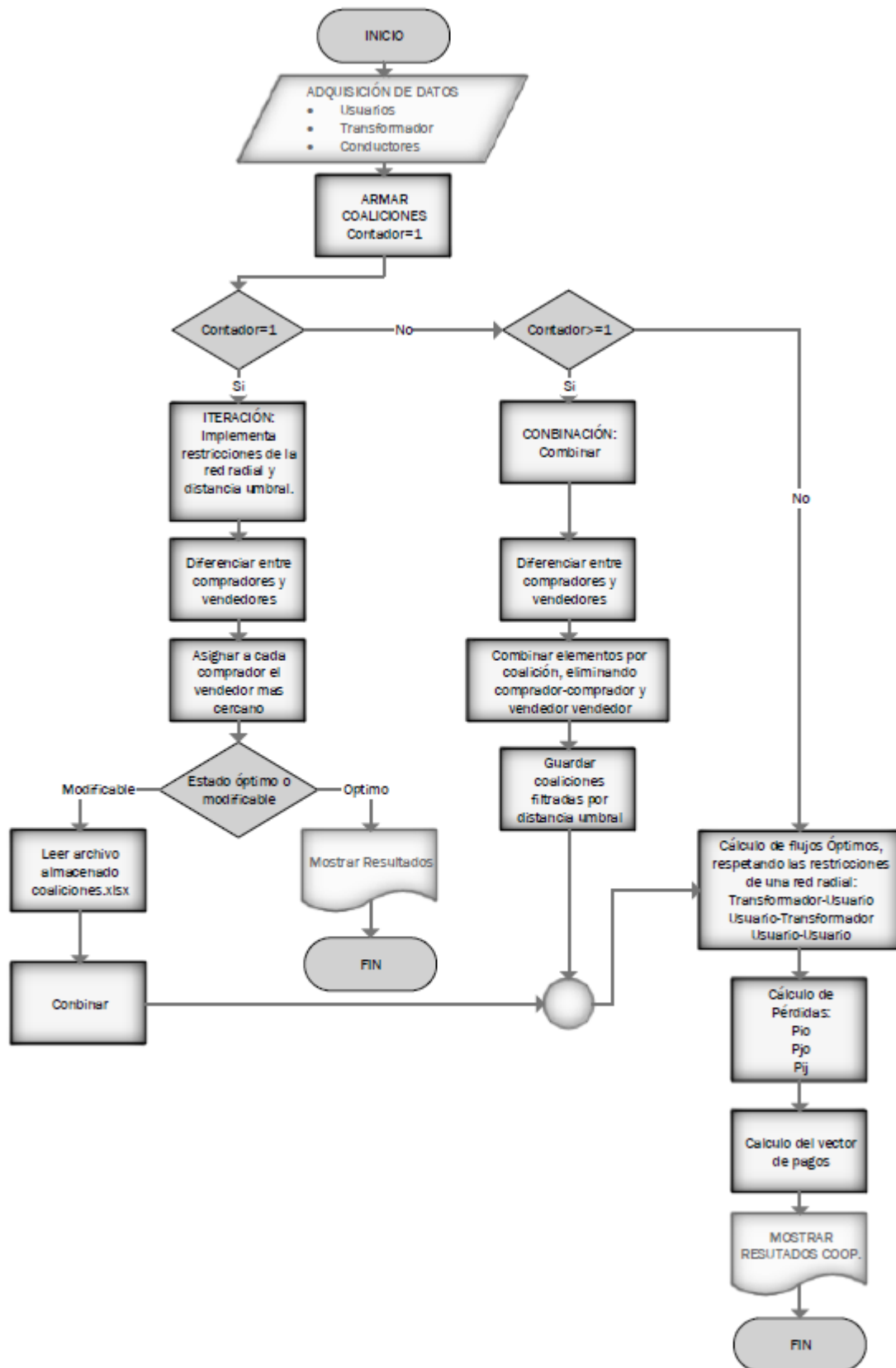


Diagrama de Flujo: Análisis no Cooperativo

